Kurs Frühjahr 2024

«Erfolgsmodell Schweiz»

Reelle Analysen und Einschätzungen zu Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt

Teil 5: Strommarkt Schweiz – Europa

Ruedi Meier
Dr. oec.publ./Raumplaner ETH-Z
Bürglenstrasse 35, 3006 Bern

Feedbacks an:
ruedimeier@bluewin.ch
Mehr Infos: www.ruedimeier.ch www.energie-wende-ja.com

Mitwirkung Redaktion:
Mark Wyler
Dr. oec. HSG
Welletenstrasse 23, 5023 Biberstein

Inhalt

Europäischer Strommarkt: Merit-Order-Prinzip	3
Schweizer Energie- und Strommarkt	8
Zukunft Schweizer Energie- und Strommarkt	25
Stromgesetz Massnahmen	39
Winterstromlücke: Zentrale Herausforderung	46
Volle Marktöffnung? Pro und Contra	53
Fazit	54

Europäischer Strommarkt: Merit-Order-Prinzip

Akteure Strommarkt: Schweiz Regulierung–Europa/Strombörsen–Schweiz Konsum/Produktion

Öffentliche Hand: Bund (UVEK/BFE), Kantone, Gemeinden: Gesetzgebung/Strommarktdesign. Strategie mit Analyse, Planung, Vollzug Energie-Klimapolitik (Grundlage veraltete Energieperspektiven 2035/50).
Zuständig Versorgungssicherheit mit Energiewirtschaft, ElCom. Regulierungen Netze.

Swissgrid: Betrieb-, Ausbau Hochspanungsnetz, internationaler Strom-Austausch, Netzregulierung, Bereitstellung Regelenergie, Vertretung der Schweiz in internationalen Gremien etc.
Pronovo: Vollzug Förderung erneuerbare Energie, Einsatz Mittel Netzzuschlag 2.3 Rp./kWh.

ElCom: Aufsichtsbehörde, Überwachung Versorgungssicherheit. Preiskontrolle Netznutzung. Kontrolle Stromtarife gefangene Kunden. Erlässt Weisungen für den Vollzug im Strombereich.

Zentral: Produktion/Verbrauch=Gleichgewicht: Planung nötig.

Europäische Strombörsen (u.a. Leipzig), Broker-Plattformen (OTC-Handel): Angebote – Nachfrage Strom führt zur Strompreisbildung in Europa, aber mit nationaler Differenzierung. Es werden zwei Märkte unterschieden:
Terminmarkt für den langfristigen Handel: Strom wird mit einem Vorlauf von bis zu sechs Jahren gekauft oder verkauft. Marktteilnehmer sichern sich so vor Preisänderungen im Markt ab.
Spotmarkt für den kurzfristigen Handel (Day-Ahead-Markt mit Vertrag ein Tag, Intra-Day-Markt Vertrag nur wenige Stunden vor Lieferung).
Stromproduktion Europa 2023: KKW (23%), Wasserkraft (19%), Windkraft (17%), Gas (14%), Braunkohle (8%), Solar (7%), Steinkohle (5%), Biomasse (3%).

Stromproduktion Schweiz 2023: Wasserkraft (35.7 TWh), KKW-Strom (23.5 TWh), Neue Erneuerbaren Energien (4.7 TWh).
CH-Wasserkraft: Hohe Flexibilität, kann sekundengenau liefern.
CH-Pumpspeicherkraftwerke: Überschüssige Energie bei geringer Nachfrage hochpumpen, speichern. Hohe Nachfrage Strom: produzieren/liefern.

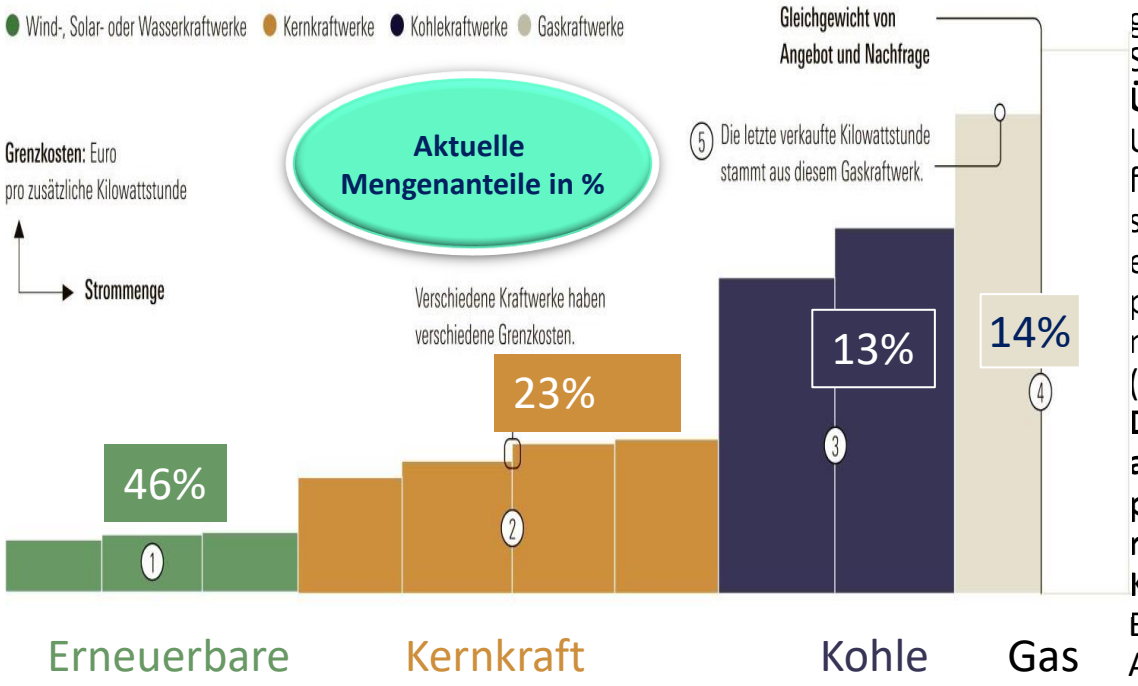
Strom-Konsumenten:
"Gefangene" Kunden unter 100’000 kWh pro Jahr
- Haushalte
- KMU
- Grossunternehmen

Wahlfreiheit bei Verbrauch über 100’000 kWh/a

Stromproduzenten, Stromversorger, Energieversorger, Broker:
Grosskonzerne mit Stromproduktion (Axpo, Alpiq, BKW, Repower, EKZ etc.):
- Wasserkraft, AKW, Erneuerbare Energien

Energieversorger, Netzbetreiber auf Mittel- Niederspannungsebene EVU:
- 630 EVU: Grosse Vielfalt bezüglich Grösse, Organisation

Europäische Strombörse: Preisbildung: Merit-Order-Prinzip



Merit-Order-Prinzip: Das teuerste Kraftwerk bestimmt den Strompreis: Kraftwerke, die Strom mit den tiefsten Brennstoff- und Betriebskosten produzieren, decken gemäß Merit-Order die Nachfrage zuerst ab, zum Beispiel Photovoltaik- und Windkraftwerke. Sie verdrängen die teureren Kohle-, Erdgas- und Öl-Kraftwerke in der Merit-Order weiter nach hinten und sorgen so für niedrigere Preise. Es werden so lange teurere Kraftwerke hinzugenommen, bis der Strom-Bedarf gedeckt ist. Der Strom-Preis richtet sich nach jenem Kraftwerk, das gerade noch einen Zuschlag erhält um die Nachfrage zu decken. Diese Preisfindung stellt sicher, dass die Anbieter höchstmögliche Gewinne erzielen und die Strompreise auf möglichst tiefem Niveau bleiben. So ging das bei anhaltend tiefen Gaspreisen bis Ende 2021 gut. Dank Wettbewerb profitierten die freien Kunden auch in der Schweiz von den tiefen Strompreisen. Diese betrugen von 2012-2021 auch im Winter um die 4 Rp./kWh.

Überschuss, tiefe Preise: kein Anreiz für Investitionen ➡ Missing Money.

Um die Versorgungssicherheit bei steigender Stromnachfrage und/oder einem Umbau von fossilen Energieträgern (Kohle, Gas) oder Atomstrom auf erneuerbare Energie in Gang zu setzen, müssen gezielt Anreize geschaffen werden. Niemand investiert in neue Energien bei einem Preis unter den langfristigen Stromgestehungskosten (Brennstoff- & Betriebskosten plus Amortisation). Die Rentabilität muss gewährleistet werden. Der „Markt“ schafft das nicht von sich aus. Er kennt weder die langfristigen Ziele bezüglich Qualität des Stroms (Umweltbelastungen) noch die gewünschte Versorgungssicherheit im Gleichgewicht.

Die offizielle CH-Energie-Politik hat die Missing Money Problematik (fehlende Investitionsanreize für inländische Produktion) verschlafen. Zu sehr wurde auf anhaltend tiefe Gaspreise und günstige Importe gesetzt und keine eigenständige Zubaupolitik angegangen: Ein risikoreicher Hochseilakt, wie sich nun herausstellte.

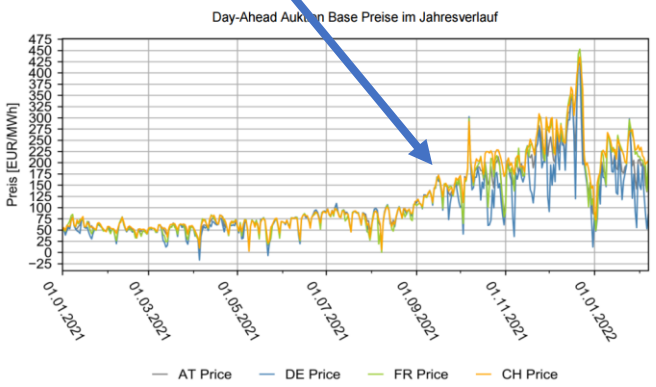
Knappheit → hohe Preise ➡ Windfall-Profite

Bei einer Angebotsverknappung – ab 2022 wegen fehlendem französischem AKW-Strom, Ausfall der russischen Gaslieferungen – müssen sehr teure Spitzenkraftwerke eingesetzt werden, welche dann den Preis für den ganzen Markt bestimmen. Die „Grenzstromproduzenten“ können gerade noch einen Gewinn erwirtschaften. Hingegen explodieren die Gewinne aller übrigen Betreiber mit tiefen Stromgestehungskosten. 99 Prozent des Stromes, der für die Versorgung notwendig ist, kostet weiterhin 6ct/KWh, das letzte Prozent aber zum Beispiel 40ct/KWh, dann spielt nach dem Merit-Order-Prinzip der Strom auf dem Niveau von 40 ct/KWh. **Es kommt zu hohen Windfall-Profiten bei einem Grossteil der Stromproduzenten. Es stellen sich gravierende Verteilungsfragen. Gemäss Marktmodell sollten die „Windfall-Profite“ in den Ausbau der Stromproduktion fliessen.**

Europäischer Strommarkt: Beispiele kurzfristige Strom-Preise - Day-ahead

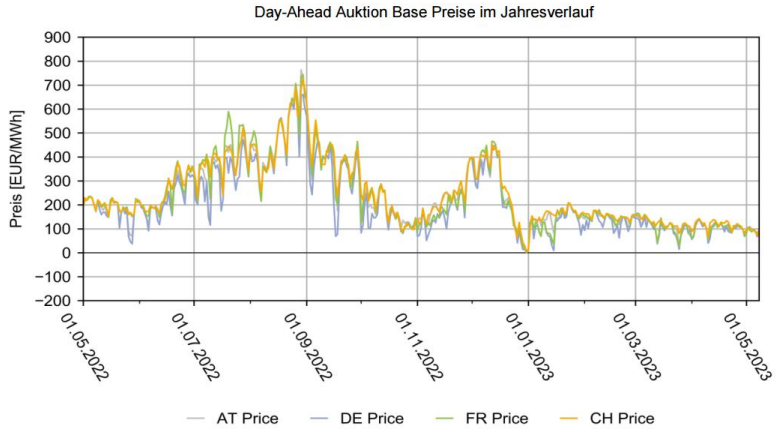
8.2.2022: Vor Ukraine-Krieg

- ✓ Billige Gaspreise
- ✓ 45 GW franz. Atomstrom
- ✓ CO2 Zertifikate erhöht 2021
- ✓ Bis Sept. 21 meist < 100 € / MWh



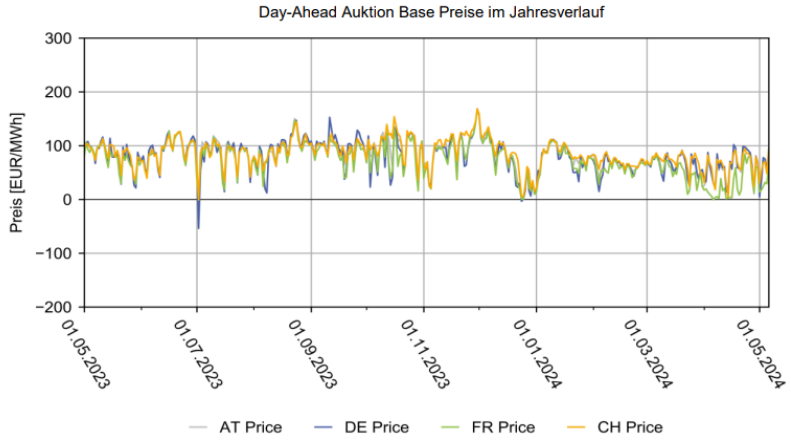
9.5.2023: Ukraine-Krieg ⇨ Explosion Gaspreise

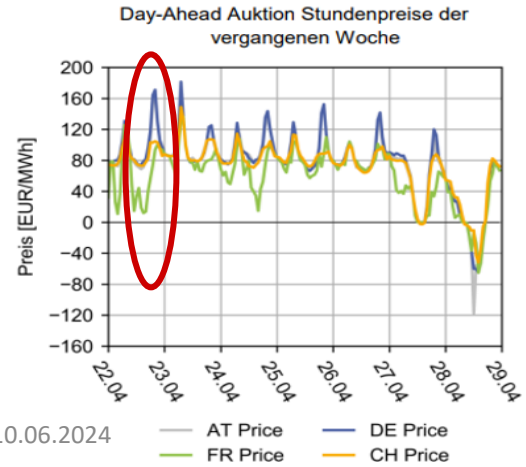
- ➢ 2022 bis 50% franz. KKW wegen Rissen in Kühlrohren und Wassermangel ausser Betrieb ⇨ im September 2022 nur 22 GW
- ➢ Panik bei Strompreisen ⇨ bis 700 € / MWh bzw. 0.7 €/kWh
- ➢ Beruhigung ab Januar: wieder 38 GW AKW-Strom von F, genügend Gas



7.5.2024

- ✓ Wieder billigere Gaspreise ⇨ Gaslager voll
- ✓ Auch im Winter unter 100 € / MWh
- ✓ Franz. AKW Grossteil in Betrieb
  ⇨ Winter 24: 55 GW franz. Atomstrom





Anfällig auf unerwartete Schwankungen falls professionelle Prognosen, Steuerung fehlt.

Beispiel 22.4.2024 mit Schnee auf PV-Modulen

- ➢ Day-ahead Preis relativ tief, aber wegen ungenügender Prognose zu wenig Strom am Vortag eingekauft
- ➢ Weniger Solarstrom als erwartet ⇨ kurzfristig extrem hohe Preise bis 12'000 statt 80-100 € / MWh in Day-ahead
- ➢ **Kosten 20 – 30 Mio Fr für Konsumenten / Gewinn für CH-Elektrizitätswerke, welche Strom liefern konnten**

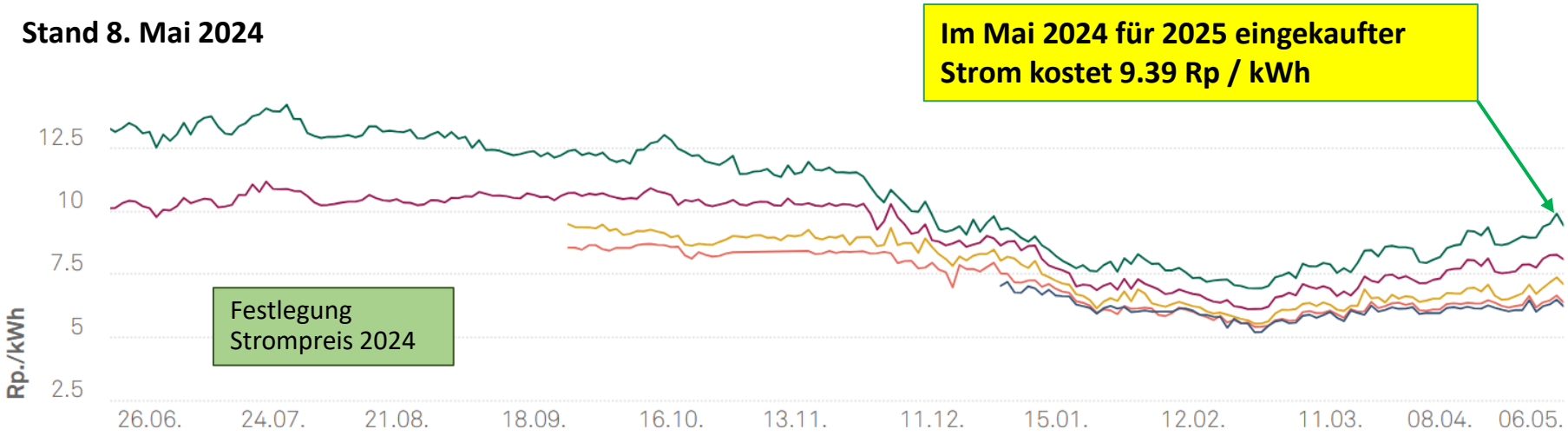
Europäischer Strommarkt:

Mittelfristige Preise: Absicherung für Grosskunden, Stromversorger mit wenig eigener Produktion.

Stand Juni 2023

Jahr	Tageskurs
2024	17.33 Rp./kWh
2025	13.75 Rp./kWh
2026	10.51 Rp./kWh

Stand 8. Mai 2024

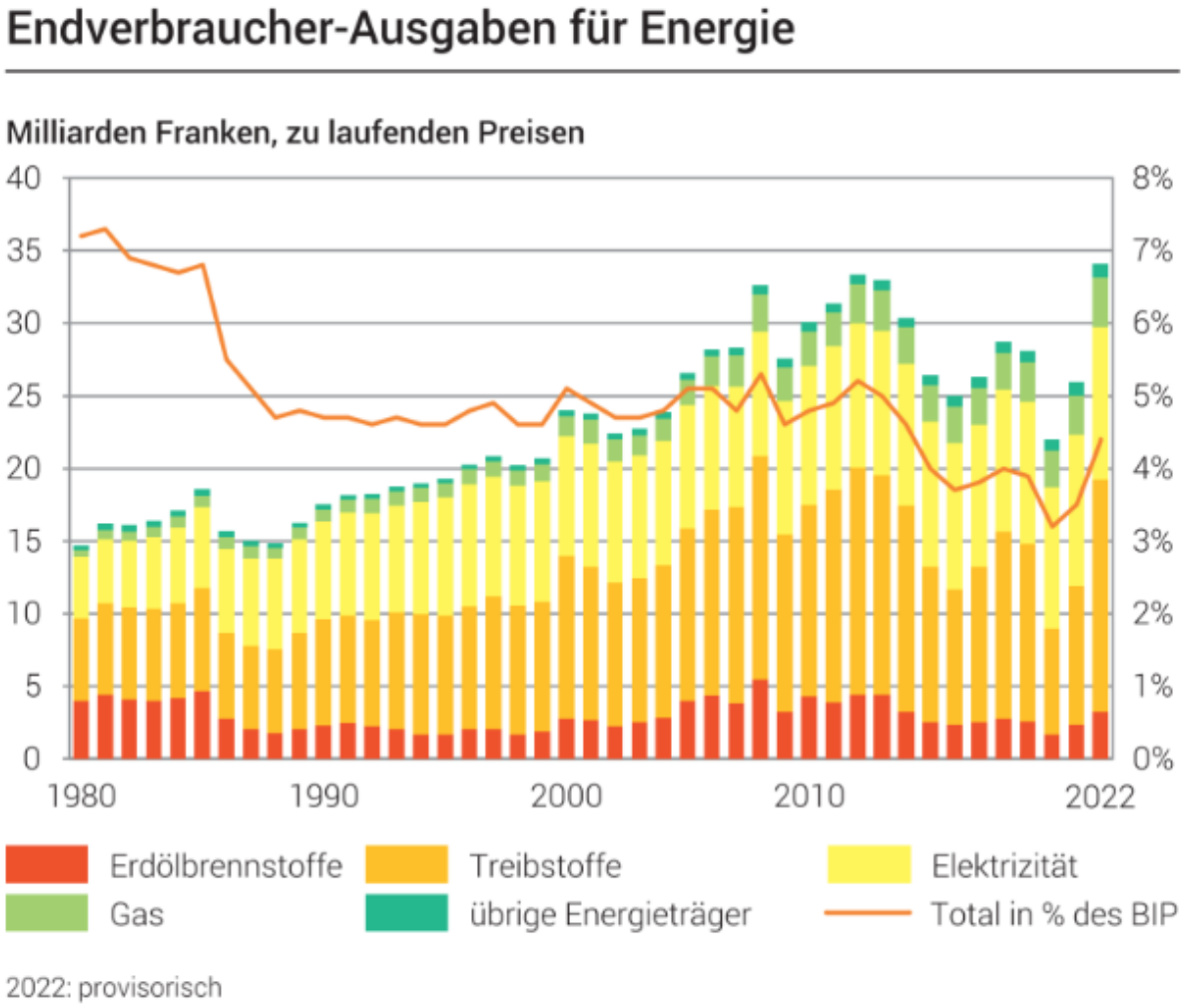


Jahr	Tageskurs
2025	9.39 Rp./kWh
2026	8.05 Rp./kWh
2027	7.07 Rp./kWh
2028	6.35 Rp./kWh
2029	6.20 Rp./kWh

Schweizer Energie- und Strommarkt

Ausgaben für Energie: 34,1 Mrd. CHF im Jahr 2022. Strom ca. 10.6 Mrd. CHF.

Die Ausgabenposten umfassen auch die fiskalischen Belastungen. Etwa beim Strom betragen die Abgaben gut 2 Mrd. CHF, nämlich Netzzuschlag (2.3 Rp./kWh oder ca. 1,35 Mrd. CHF/a), MwSt und Abgaben an Gemeinden.



Gemessen am BIP beträgt der Anteil Ausgaben Energie nur knapp 4.4% im Jahr 2022. Ohne fiskalische Belastungen beträgt der Anteil nur rund 2 Prozent. Der Anteil der Energie am BIP hat in den letzten Jahrzehnten deutlich abgenommen.

Die Ausgaben für fossile Energie sind gegenüber 2020 mehr als 100 Prozent angestiegen.
Der Mittelabfluss für fossile Energie ins Ausland ist von ca. 6 auf ca. 9-11 Milliarden Franken angestiegen.
Entsprechend erhöhten sich die Gewinne der Erdöl- und Gaskonzerne bei denen die Beschaffungskosten praktisch gleich hoch bleiben - ausser beim Fracking und dem LNG.

Die Strompreise sind 2023 rund 30-50 Prozent – oder noch mehr - angestiegen. In einer ersten Runde kommen die zusätzlichen Einnahmen – ca. 5 Mrd. CHF - primär den CH-Stromkonzernen mit Stromproduktion zugute.

Strompreis: Komponenten

50% Energietarif: Kosten für Energie

Netznutzungstarif: Preis für Transport Strom über das Leitungsnetz von Produktionsstätte zum Hausanschluss. Kosten für das Netz, als Summe von Bau-, Unterhalts- sowie Betriebskosten.
- **7% Swissgrid**
- **30% Verteilnetzbetreiber**

Abgaben:
7% Netzzuschlag: 2,3 Rp./kWh
Ausnahmen Grossverbraucher.
2% Kantonale, Kommunale Abgaben, Konzessionsgebühren

4% Winterstromreserve.

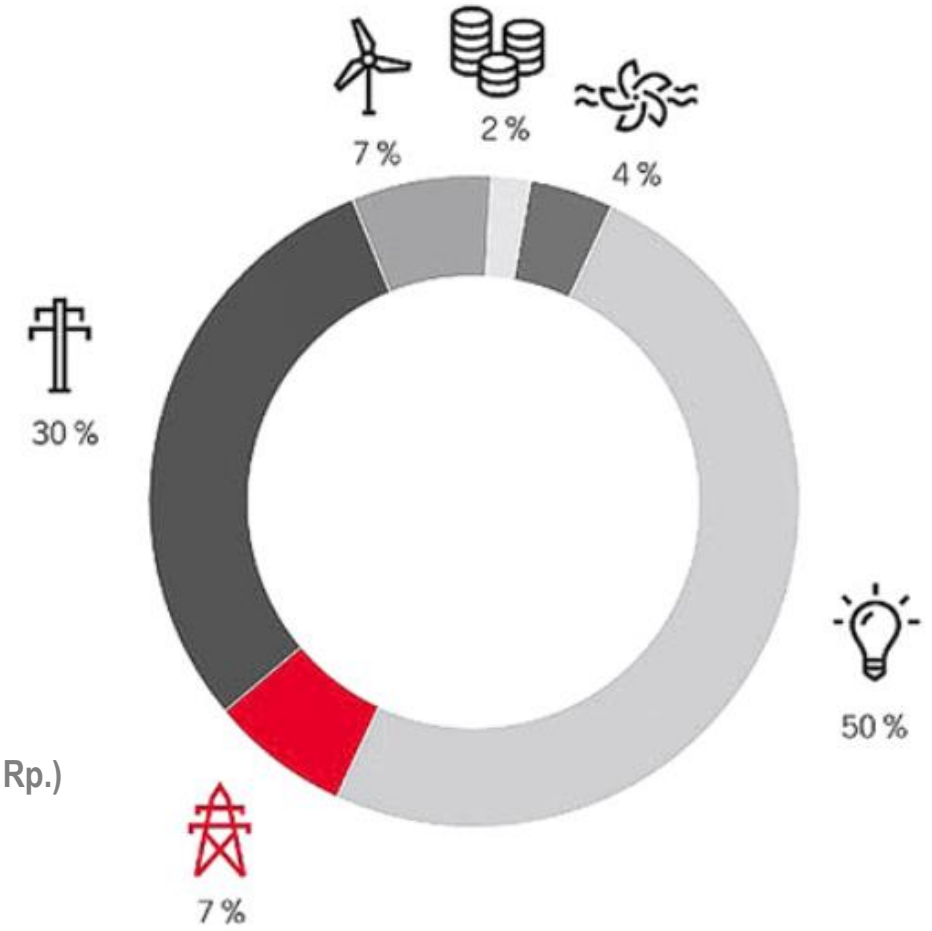
Energietarif
- 50 % Bezogene Energie

Netznutzungstarif
- 7 % Übertragungsnetz (Swissgrid)
- 30 % Verteilnetze

Abgaben
- 7 % Förderung erneuerbarer Energien
- 2 % Kantonale und kommunale Abgaben

(Netzzuschlag 2.3 Rp.)

Neue Komponente ab 2024
- 4 % Stromreserve

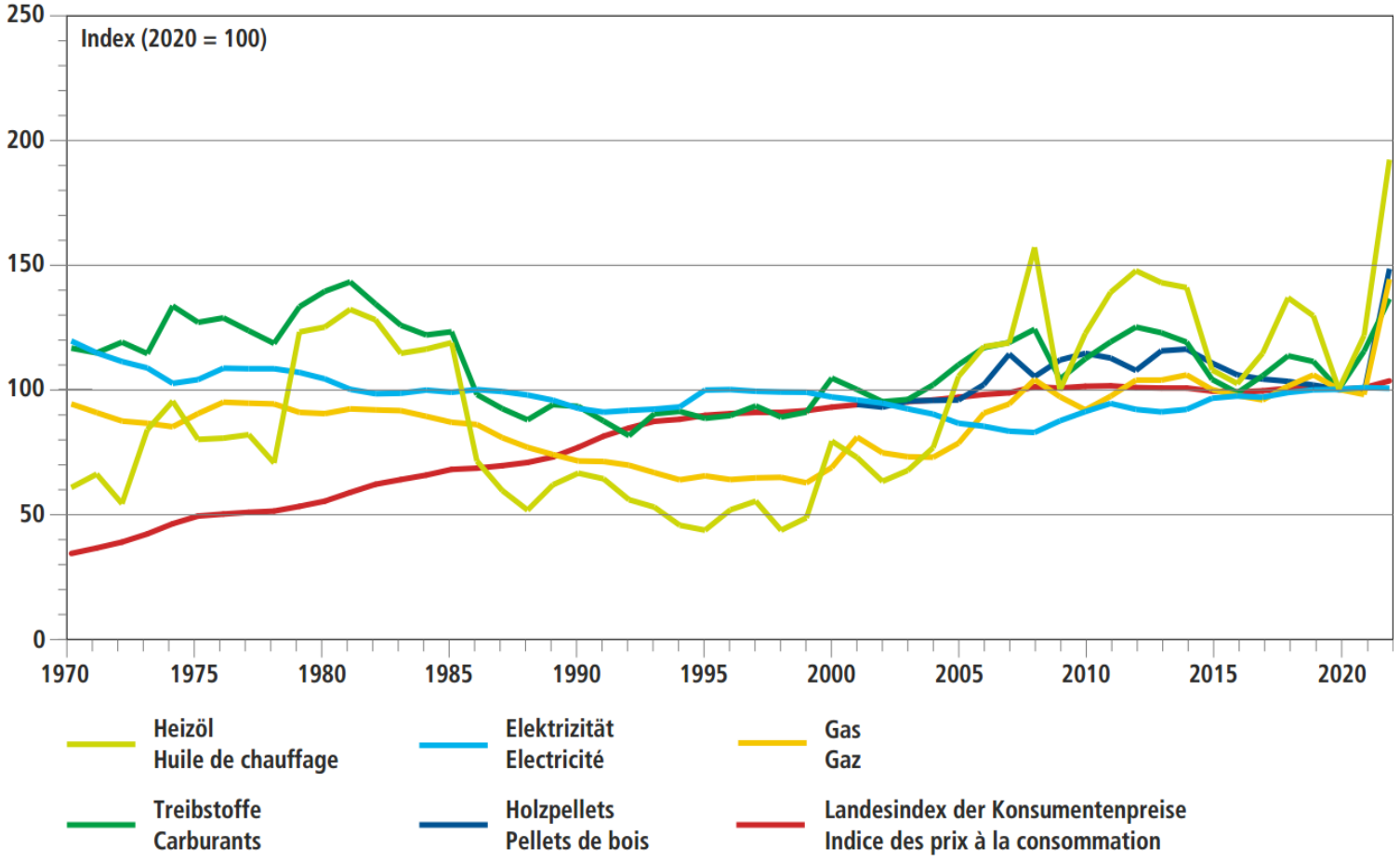


Schweiz: Energie + Strompreise 1970 – 2022. Indexiert Stand 2020 = 100

Heizölpreis: Seit 1970 (60 Punkte) bis 1981 (gut 130 Punkte) deutlich gestiegen, anschliessend massiver Preiseinbruch bis 1999 (noch gut 40 Punkte), dann wiederum massiver Anstieg bis 2009 (knapp 160 Punkte). Ab 2010 bis 2021: Relativ starke Schwankungen mit sinkender Tendenz. 2022 steiler (vorübergehender) Anstieg wegen Ukraine-Krieg.

Treibstoffe: Ähnlich wie Heizölpreise, wenn auch mit wesentlich geringeren Ausschlägen wegen hohem Fiskalanteil. Über gesamten Zeitraum 1970-2021 haben Treibstoffpreise real sogar abgenommen.

Gas: Massiver Anstieg Ukraine-Krieg. Flüssiggas LNG ist teurer als (russisches) Gas aus Pipeline.



BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022 (Fig. 11)

Strom Europa: Lange stabil. **Ab 2022 massiver Anstieg:**

- Ausfall > 50% AKW Frankreich
- Gasmangel Ukraine-Krieg.
- Höhere Netzabgaben.
  Höhere CO2-Zertifikate Europa:
  Anstieg ab 2019: 50 – 100 € / t

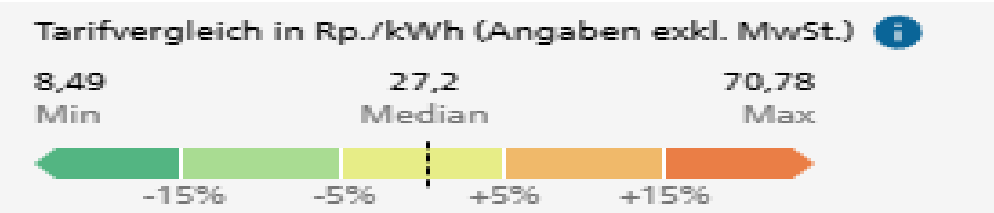
Strompreise: 2020 (20.5 Rp./kWh)-2024 (32.14 Rp./kWh): Plus 57% (2020/2024)

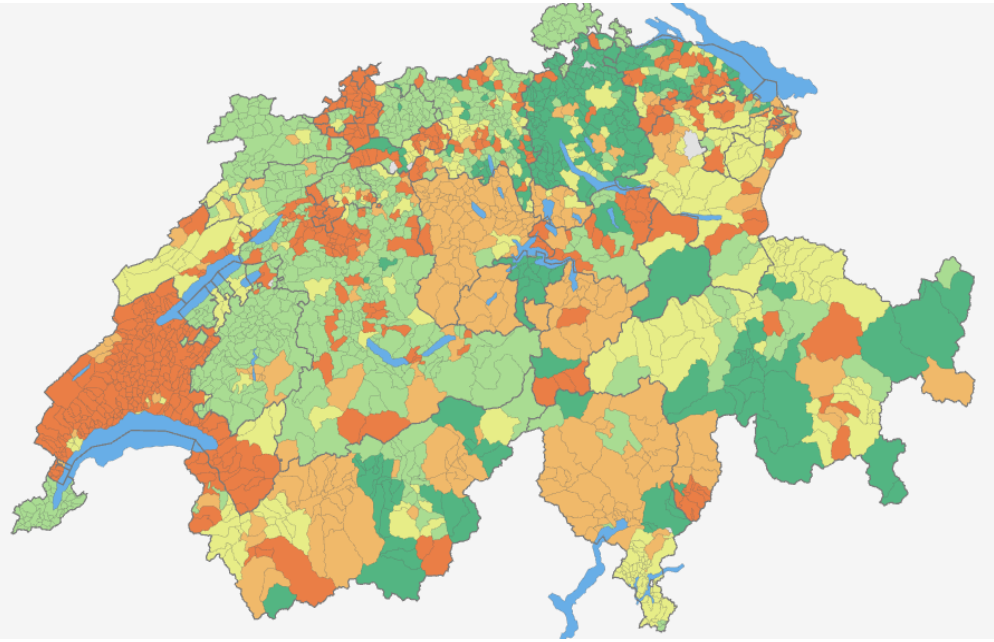
Unterschiede Netze: Topografische Gegebenheiten Versorgungsgebiet. Hohe Dichte installierter Stromzähler pro Kilometer Leitungsstrang wirkt kostensteigernd. Hohe Energielieferung pro Leitungskilometer wirkt kostensenkend. Bau- und Umweltauflagen für Netzbau tendenziell kostentreibend. Tiefere Verzinsung für Netze – unter zulässige Höhe gemäss ElCom – reduzieren Netznutzungstarife.

Unterschiede Energietarife: Eigene Produktion mit tiefen Kosten: tiefe Energietarife. Keine eigene Produktion mit Beschaffung am Markt führt bei hohen Preisen zu hohen Tarifen.

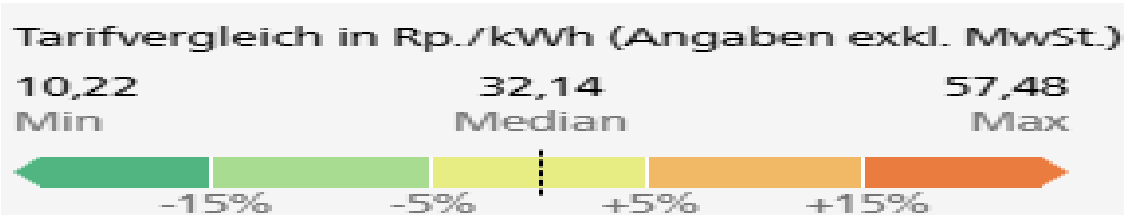
Preise: 2020: 20.5 Rp./kWh. 2021: 21.2 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh): Turbulenzen europäische Strommärkte erhöhten Preise.

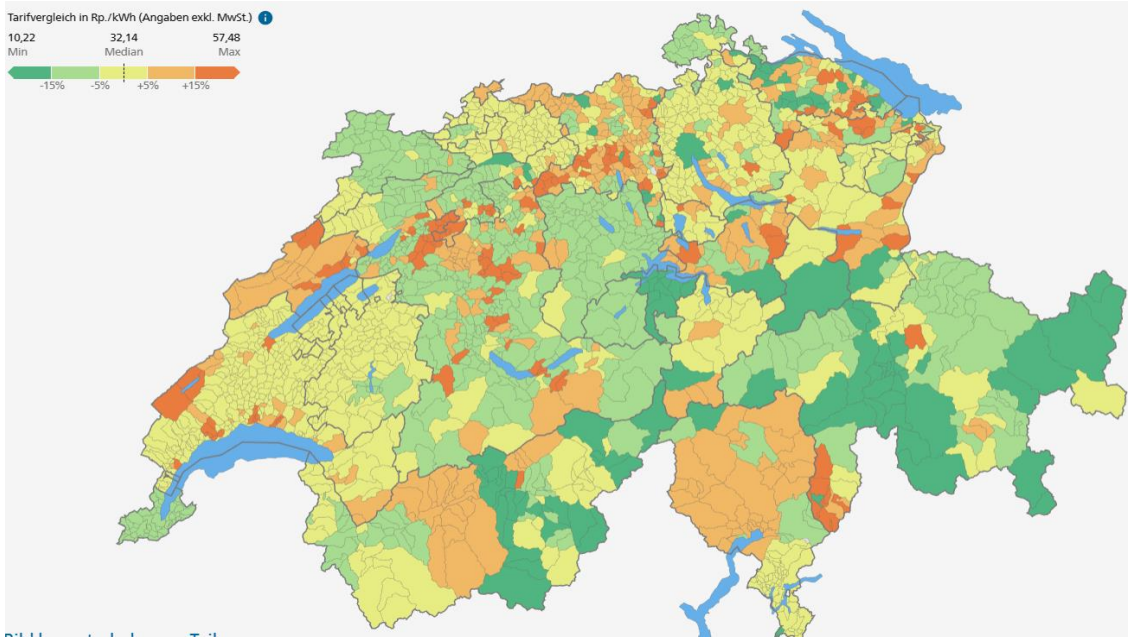
ElCom Strompreiskarte (2023)





(2024)



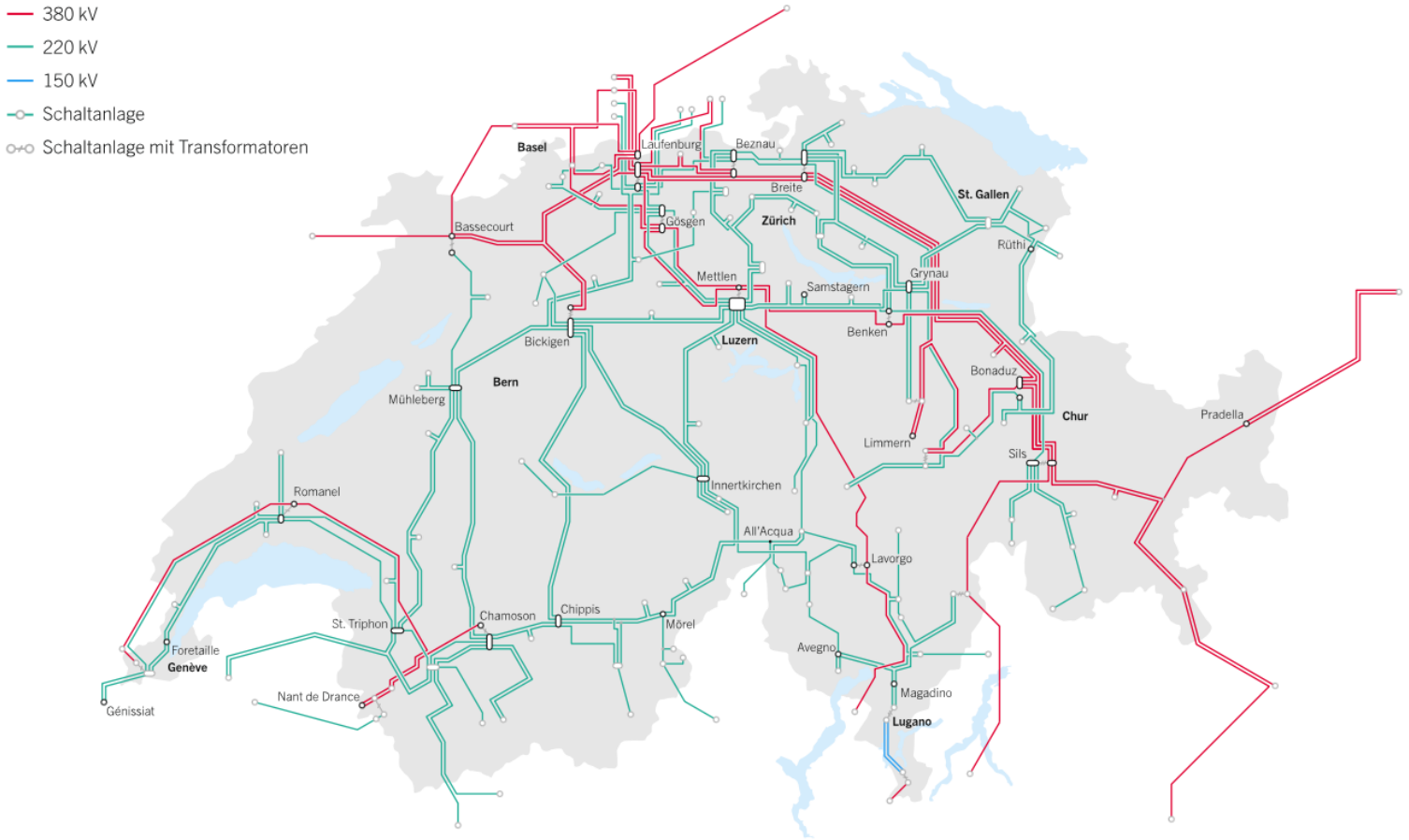


Swissgrid betreibt CH-Hochspannungsnetz - HSN

Swissgrid als AG ist im Besitz von Axpo, Alpiq, BKW etc.: Die Grafik unten zeigt ein Schema des CH-HSN und die im Prinzip bereits bestehenden hohen Kapazitäten für den Strom-Import und -Export.

Aufgaben Swissgrid (eine neue öffentliche Monopol-Organisation – entgegen dem neoliberalen Paradigma):

- Betrieb, Unterhalt Übertragungsnetz (380/220 kV)
- Planung, Ausbau Netz Übertragungsnetz, auch für Import/Export
- Internationaler Stromaustausch, Import/Export Vertretung in internationalen Gremien. Teilweiser Ausschluss durch EU bereits Realität.



Regel für Versorgungssicherheit

n-1 Kriterium

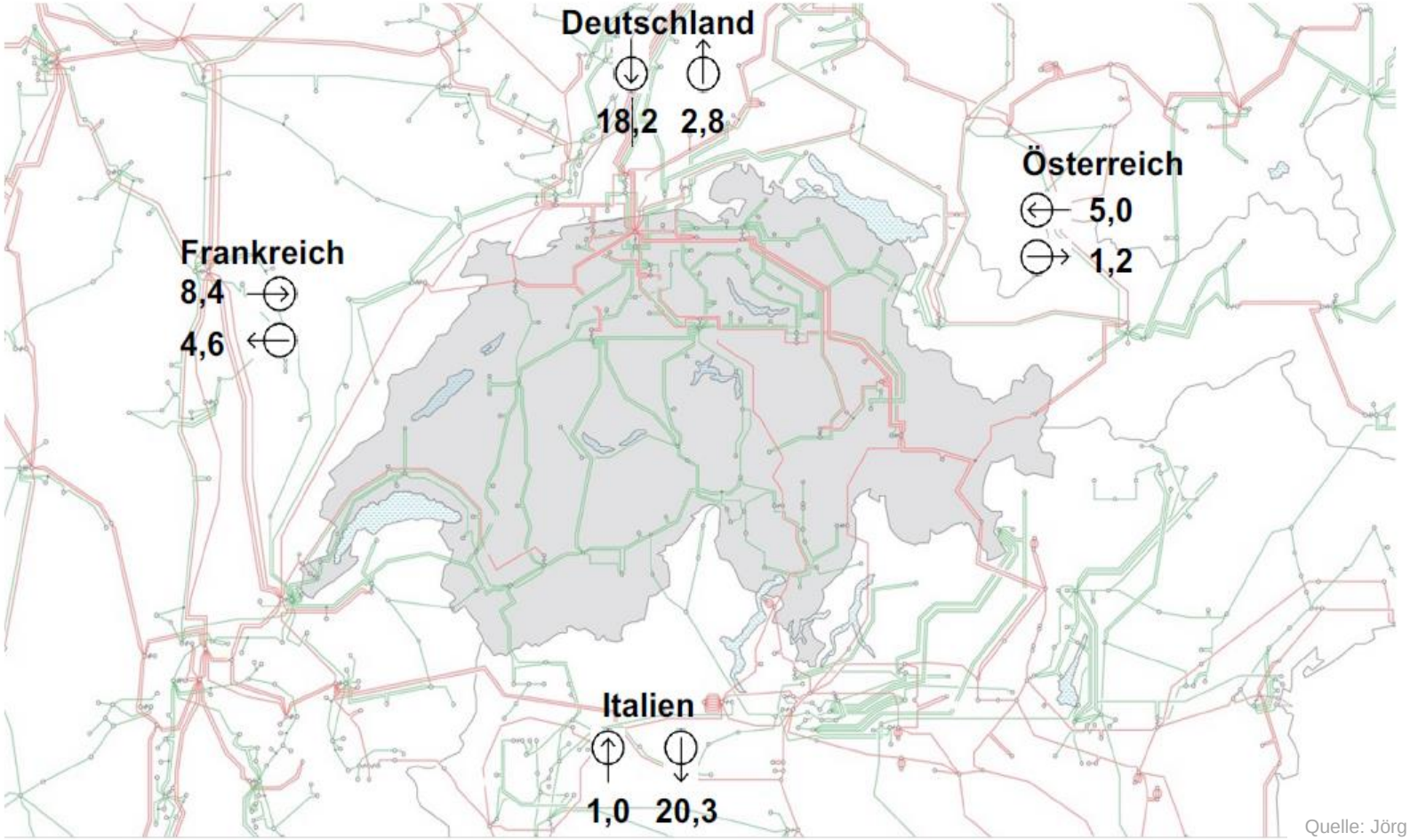
- Wenn 1 Kraftwerk ausfällt, ist immer noch eine sicher Versorgung möglich.
- Diese allgemeine Regel gilt auch im Netz beim Ausfall einer Leitung oder eines Transformators.
  Antwort: Nationale und internationale Ver-maschung bringt höchste Versorgungssicherheit

[28] Mittels der N-1 Sicherheitsprüfung (Simulation Ausfall einzelner Netzelemente) überwacht der Regelzonenbetreiber (in der Schweiz die nationale Netzgesellschaft, Swissgrid) die Netzbelastung. Als Grenzwert ist eine N-1 Belastung von 100% definiert, höhere Werte werden als „N-1 Verletzung" eingestuft. Swissgrid eruiert, mittels Simulation des Ausfalls einzelner Netzelemente automatisch (alle fünf Minuten) die N-1 Belastung im Schweizer Übertragungsnetz.

Kein «Schweizer Übertragungsnetz» – Stromnetz ist europäisch.

Die Vernetzung mit Europa sichert die stabile Stromversorgung der Schweiz – und auch Europas.

Die Stabilität des Verbundnetzes basiert auf dem Prinzip, dass sich alle Teilnehmer an dieselben Spielregeln halten.



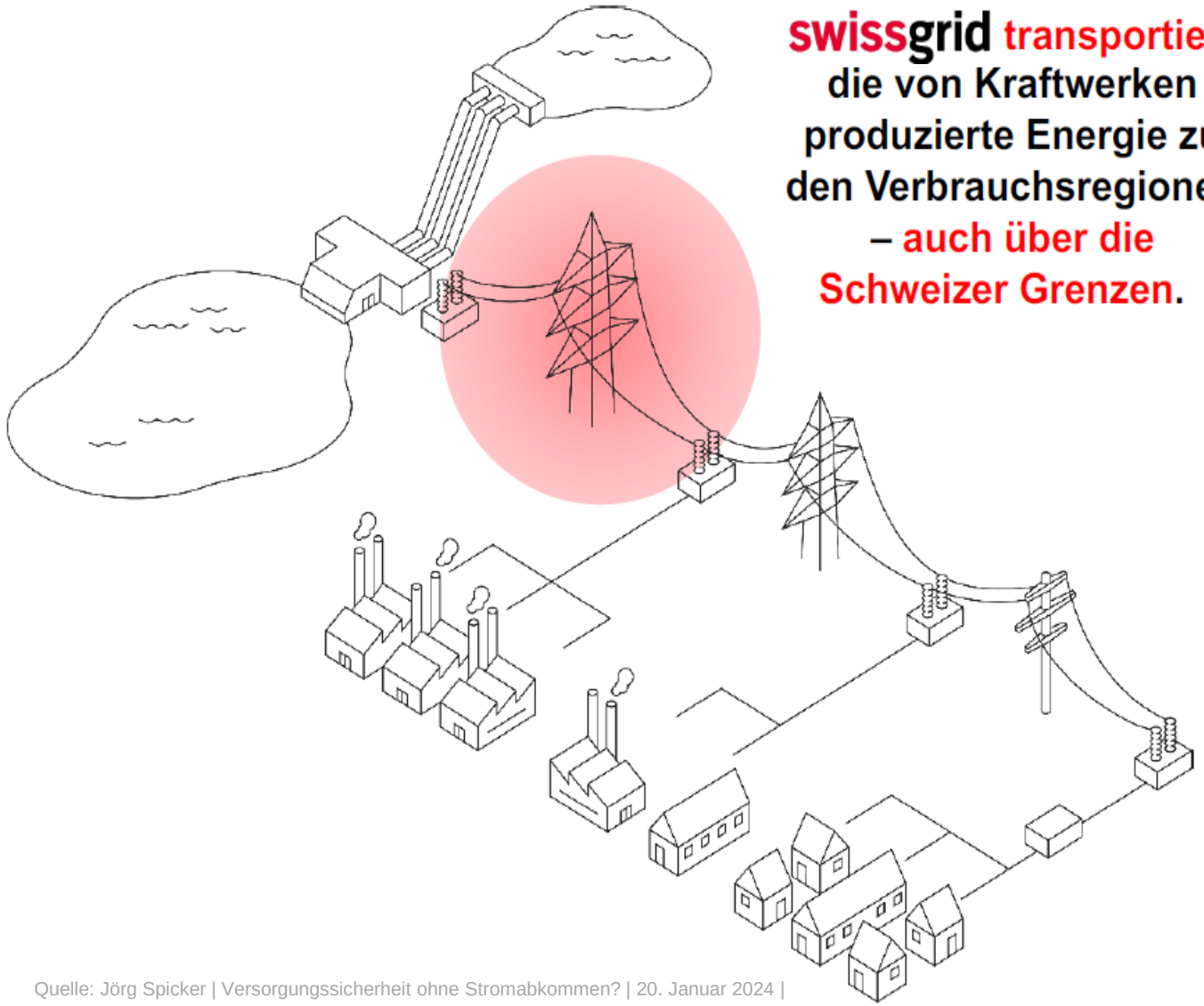
- Die Schweiz ist Teil des europäischen Verbundnetzes und mit **41 Leitungen mit dem Ausland** verbunden.
- Swissgrid arbeitet (noch) eng mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern zusammen.
- **«Verflechtung, Interdependenz, Abhängigkeit»** (Prof. Holenstein)

Stromimport und -export 2022
in Terawattstunden (TWh)

Stromimporte
Stromexporte

Quelle: Jörg Spicker | Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen? | 20. Januar 2024 |

Übertragungsnetz ist Bindeglied zwischen Produktion/Verbrauch



Erzeuger

⇩

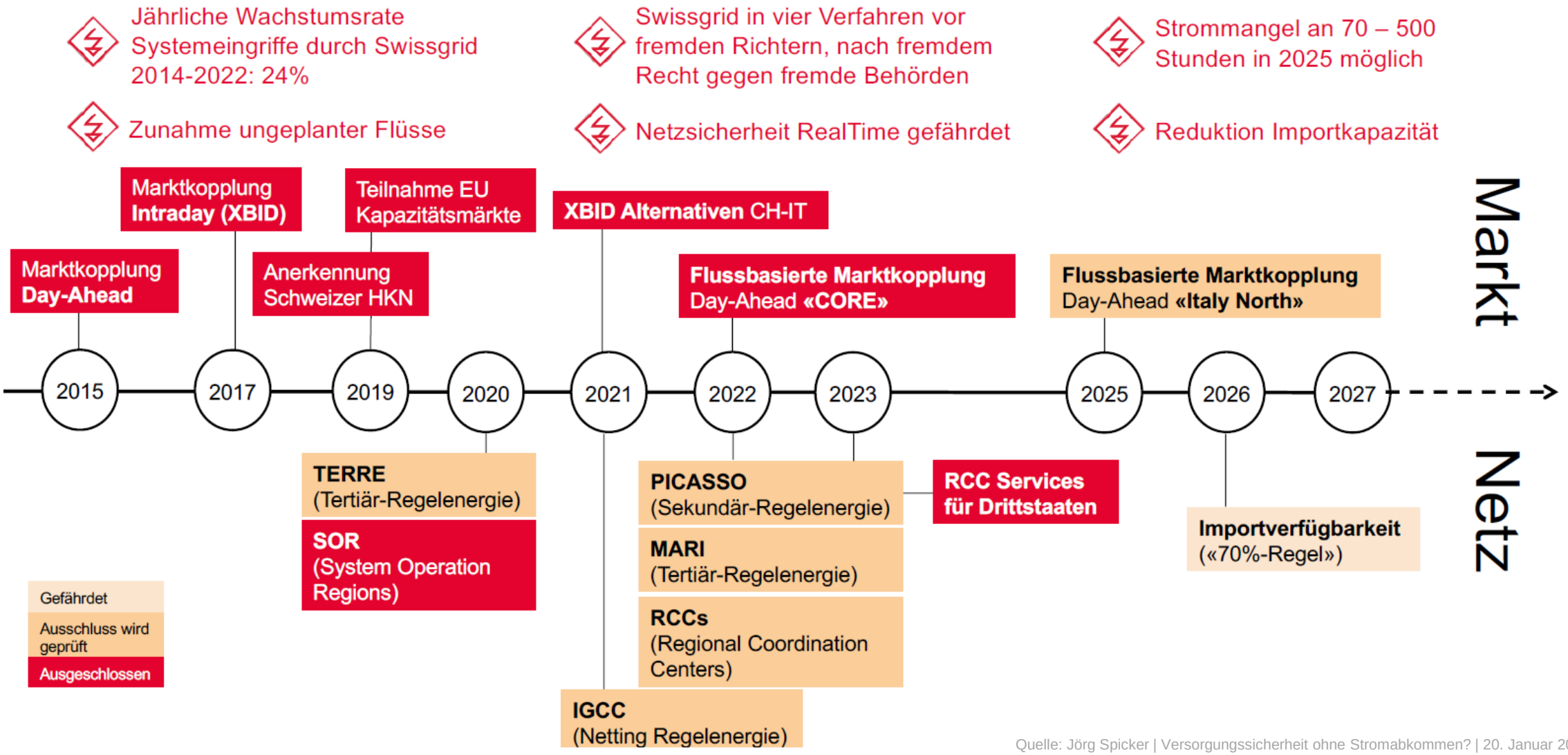
Netzebene 1	Höchstspannung im Übertragungsnetz 220/380 kV
Netzebene 2	Transformator
Netzebene 3	Hochspannung im überregionalen Verteilnetz 50–150 kV
Netzebene 4	Transformator
Netzebene 5	Mittelspannung im regionalen Verteilnetz 10–35 kV
Netzebene 6	Transformator
Netzebene 7	Niederspannung im regionalen Netz 400/230 V

⇩

Verbraucher

Quelle: Jörg Spicker | Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen? | 20. Januar 2024 |

Ohne Stromabkommen: Zunehmender Ausschluss aus EU-Netz- und Marktprozessen



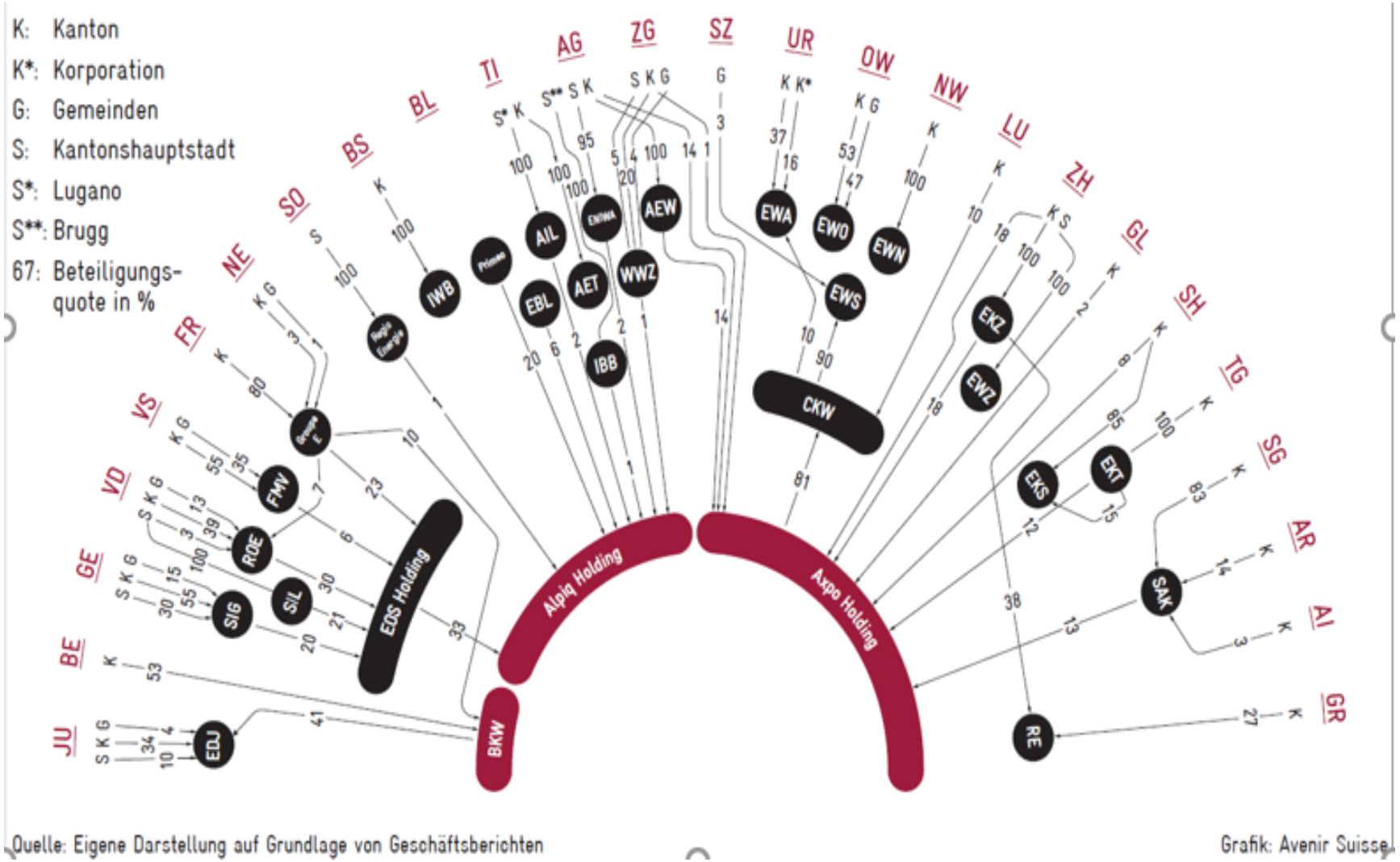
Quelle: Jörg Spicker | Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen? | 20. Januar 2024 |

CH-Stromwirtschaft: ca. 90 % in öffentlicher Hand > 600 EVU.

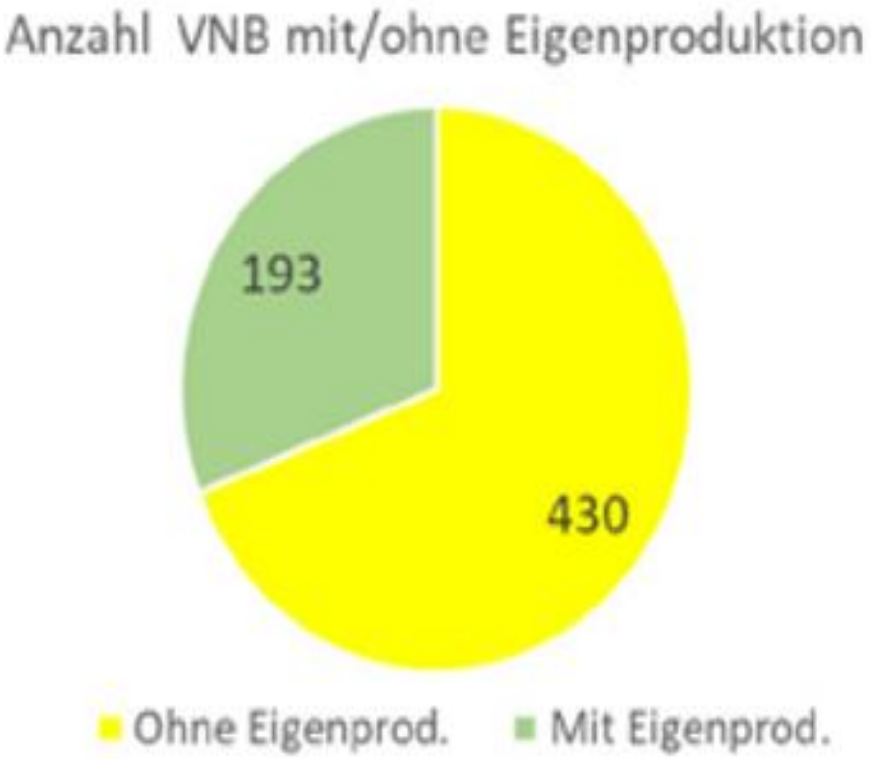
Grosskonzerne: BKW, Alpiq, Axpo, Repower, EWB, EWZ, IBB etc.

Stromproduktion, Stromverteilung, Ca. 600: Nur Stromverteilung

- Netze: Natürliche Monopole
- «Hohe Autonomie»/ Wenig politische Steuerung.
- Übermässige Gewinnablieferung?
- «Privatisierung»?: Energieteil sicher Nein.
- Klare Rollen-, Aufgabenzuteilung fehlt.



CH-Strommarkt: Teilliberalisiert. Kunden ab 100 MWh/a sind «frei». Unter 100 MWh/a gebunden



1) Basis der Berechnung: BFE, Faktenblatt 2 – Der Schweizer Strommarkt 2018
2) In der vom Bundesrat vorgesehenen StromVG-Revision soll auch nach der Marktöffnung weiter der Netzbetreiber für die sog. Grundversorgung (GV) verantwortlich sein. Dies lässt sich nicht mit einer effektiven Entflechtung des Netzbetriebs vereinbaren und wäre auch nicht mit EU-Regelungen konform. Sinnvollerweise sollte formell ein Energieversorger für die GV verantwortlich sein – etwa in Anlehnung an Regelungen in DE.

99% «Gefangene Kunden»: Bezug unter 100’000 kWh. Keine Wahl Stromlieferanten bzw. Energieversorger

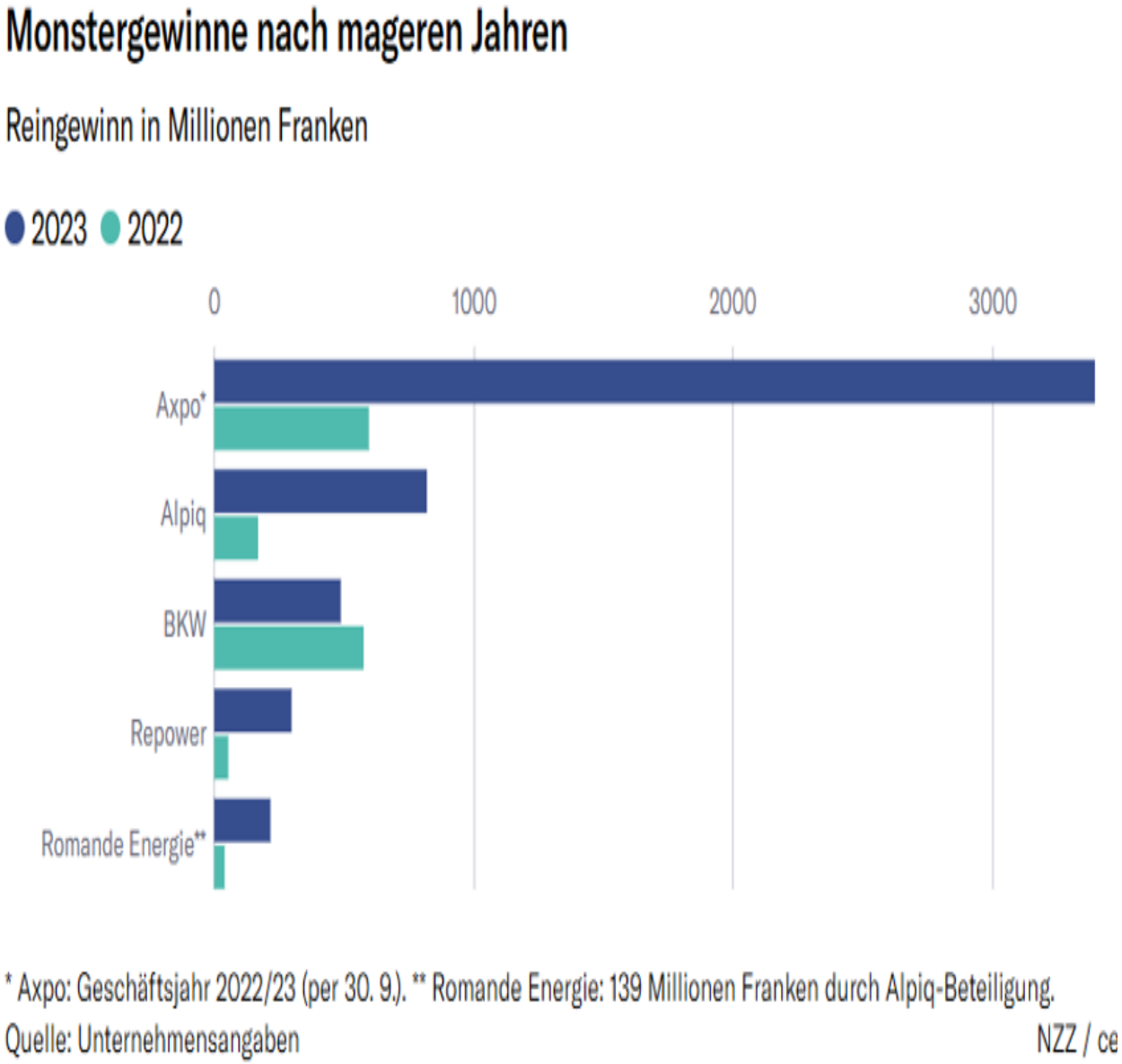
- 99% «Gefangene Kunden»: Bezug Hälfte des Stromkonsums, ca. 30 TWh/a. Preiskontrolle durch Elcom
  - Nur ein Teil der "gefangenen" Kunden kann von der Eigenproduktion ihres Versorgers profitieren (10 TWh oder ein Sechstel der Stromproduktion), d.h. dass sie Anrecht auf die Verrechnung der effektiven Gestehungskosten haben **(CostPlus-Prinzip): Strompreise blieben tief.**
  - Weitere Kunden in der Grundversorgung haben Stromversorger, die den Strom auf dem Markt beschaffen müssen (20 TWh): **Je nach Beschaffungs- bzw. Vertragssituation massiver Anstieg Strompreise, bis zu 70 Rp./kWh: Kontrolle der Verträge durch Elcom.**
- 1 % «Freie Stromgrosskonsumenten»: Bezug > 100’000 kWh/a – Freie Wahl Stromlieferant. Keine Kontrolle Elcom.
  - Bezug ca. 30 TWh, das heisst die Hälfte des totalen Stromkonsum.
  - Strom dieser Lieferanten hat Preis auf freiem Markt, auch wenn er aus eigener Produktion zu tiefen Kosten besteht.
- > 80% der Energiemenge wird am «Markt» mit Verträgen beschafft: Hohe Wind-Fall-Profit möglich.
  - Dauer Verträge: 3 Monate bis 6 Jahre.
  - Kurzfristige Verträge müssen erneuert werden: Preisschwankungen der Strombörse wirken sich sofort aus.
  - Längerfristige Verträge: Strombezüger bzw. Lieferant sind gegen Strompreisschwankungen während Vertragsdauer abgesichert.
  - **Über die Verträge besteht keine Transparenz: Über die Auswirkungen der Preisänderungen kann nur spekuliert werden.**
  - 70 % der Netzbetreiber haben keine Eigenproduktion. Weitere 21% haben 1 - 20 % Eigenproduktion.

Gemäss Art. 6 StromVG sollen in der Grundversorgung angemessene Preise garantiert werden: Was heisst das?

Auswirkungen teilliberalisierter Strommarkt bei steigenden Strompreisen ab 2022.

Preisschock Sommer 2022 löst zuerst **Liquiditätsengpass** aus: V.a. bei Axpo mit Verträgen von 3 und mehr Jahren:

- **Rettungsschirm Bund bis 2026 für Axpo, Alpiq, BKW:** Kosten pro Jahr je 15-20 Mio. CHF, total 200 Mio. CHF.
- Strom kann inzwischen zu Marktpreisen (ca. 9 Rp./kWh) über den Gestehungskosten (ca. 4-5 Rp./kWh) verkauft werden.
- **Gewinn alleine Axpo, Alpiq, BKW, Repower 2023: > 5 Milliarden CHF = Stromkosten total aller 4 Millionen CH-Haushalte**



Auswirkungen teilliberalisierter Strommarkt bei steigenden Strompreisen ab 2022. ff

Was geschieht mit Gewinnen bzw. den Windfall-Profiten?

- Kompensation Abschreiber 2011-2015 (Axpo 4 Mrd. CHF): Ist in hohem Ausmass möglich.
- Rückzahlung Marktprämie zur Absicherung 2011-2015?: Keine Diskussion.
- Rolle als Service Public wahrnehmen: Verzicht auf Teile der Gewinne? Kaum ein Thema.
- Mehr investieren zugunsten Energieeffizienz, erneuerbarer Energien im Ausland und/oder Inland? Teilweise eingeleitet.
- Dürfen Unternehmen mit hohen Windfall-Profits auch noch Subventionen für Investitionen beziehen?
- Höhere Löhne Kader/Mitarbeiterinnen? VR?: Nicht offensichtlich.
- Höhere Reserven und/oder Dividenden an Aktionäre/Eigentümer, d.h. grösstenteils der öffentlichen Hand?: Ja, zum Beispiel BKW.
- Rolle Preisüberwacher? Praktisch kein Thema.
- Die Konsumenten wurden praktisch nicht geschont. «Eine vierköpfige Familie gibt im laufenden Jahr 1446 Franken für Strom aus, 2021 waren es erst 922 Franken gewesen“. NZZ, April 2024.

Auswirkungen teilliberalisierter Strommarkt bei steigenden Strompreisen ab 2022. ff

Zur Beseitigung bzw. Dämpfung der Windfall-Profite werden diverse Vorschläge diskutiert:

- Preiskontrolle der Strompreise auf dem internationalen Markt, was praktisch nicht durchgesetzt werden konnte.
- Zusatzbesteuerung der Windfall-Profite: dauert recht lange. Wenn effektiv höhere Gewinne ausgewiesen werden, dann fallen verzögert auch höhere Steuern an.
- Erstaunlich ist, dass keine kooperativen Lösungen diskutiert werden: z.B. die Eignerkantone mit ihren Kantonswerken erhalten von der Axpo gewisse Vorzugstarife.

Die Situation illustriert die Thematik der asymmetrischen Informations- und Machtverteilung in einem «Markt-System» mit ungleich langen Spiessen :

- Bei tiefen Marktpreisen wurden die Wasserkraftproduzenten umgehend mit ertragssichernden Marktprämien subventioniert.
- Bei den höheren Risiken mit zusätzlicher Absicherung aufgrund der höheren Strompreise wurde sehr rasch von einem Rettungsschirm von insgesamt 10 Milliarden gesprochen.
- Wo sind die Anwältinnen, die sich der kleinen Kunden annehmen und eine entsprechende Verwendung der Windfall-Gewinne einfordern?

Rolle und Regulierung der CH-Stromkonzerne und Energieversorgungsunternehmen EVU. 90% Besitz der öffentliche Hand

1. Aufgaben klar definieren (vergl. dazu Schaltegger et al., NZZ, 17.9.22):
- Gewährleistung Stromversorgung: Übertragungs-, Verteilnetze, Produktionsanlagen.
- Festlegen von Bezugspflichten, Lieferpflichten der Produktionsunternehmen.
- Stromhandel zum Ausgleich von Stromspitzen und zur Gewährleistung von Systemdienstleistungen.
- Ausschluss und Abtrennung von grossen, risikoreichen Handelsaktivitäten, insbesondere von Energiederivaten, die nicht mit der Absicherung und Vermarktung der selbst produzierten Elektrizität zusammenhängen.

2. Abstossen nicht systemrelevanter Geschäftsfelder oder organisatorische Trennung der Bereiche: Allenfalls sind nicht systemrelevante Geschäftsfelder zu privatisieren, in jedem Fall anders zu organisieren als die systemrelevanten Bereiche.

3. Gewährleistung der Stromversorgung:
- Kantone als Eigentümer bzw. Aktionäre haben Pflicht, klare Eigentümerstrategien zu definieren, welche die Stromversorgungssicherheit garantieren.
- Vorgaben zur Erstellung von Produktionsanlagen im eigenen Land, um Strommangellagen zu vermeiden.
- Vorgaben zur Governance, zum Risikomanagement und zu Renditeerwartungen
- Öffentliche Hand sorgt für investitionsfreundliche Rahmenbedingungen.
- EVU nehmen Aufgaben als Teil der nationalen Energieversorgung gemäss Gesetz wahr.
- Messtechnologien, Datentransparenz: Gesetzliche Bestimmungen, z.B. Übermittlung der Daten an Swissgrid als Voraussetzung für die Netzregulierung.
- Gewinnmotiv EVU: Unterordnung unter langfristige Versorgungssicherheit. Juristische Ausgestaltung EVU anpassen: Z.B. öffentlich-rechtliche AG.

4. Geeignete Eigenkapitalvorschriften: Analog zur Bankenregulierung sind für die systemrelevanten Stromunternehmen Eigenkapitalvorschriften angezeigt sowie die prudenzielle Aufsicht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) - oder einer neuen Institution - über die Solidität der Bilanzen.

5. Sicherstellung der Liquidität: Branchenregelungen umsetzen.

6. Notfallplan: Im Rahmen «Too big to fail»-Regulierung Konkursfall insolventer Stromunternehmen regeln. Aufrechterhalten der systemrelevanten Geschäftsfelder im Falle der Insolvenz.

7. Auffanggesellschaft im Konkursfall: Diese müsste entsprechend kapitalisiert werden, damit die Stromversorgungssicherheit gewährleistet würde.

Die Versäumnisse der Vergangenheit wiegen zunehmend schwerer

Produktion und Netze

- Grosse Investitionen liegen Jahrzehnte zurück
- Modernisierungen und Neubauten: langwierige und komplexe Genehmigungsverfahren
- Vergleichsweise geringer Anteil an Investitionen.

Energiestrategie 2050

- Regulatorische Hindernisse verzögern / verhindern notwendigen Ausbau (Fördersystem, ökologische Auflagen, Landschafts-schutz, Wasserrechtsgesetz)
- Marktöffnung verzögert.

Digitalisierung

- Keine transparente Datenverfügbarkeit
- Smart Meter Rollout hinter Plan.

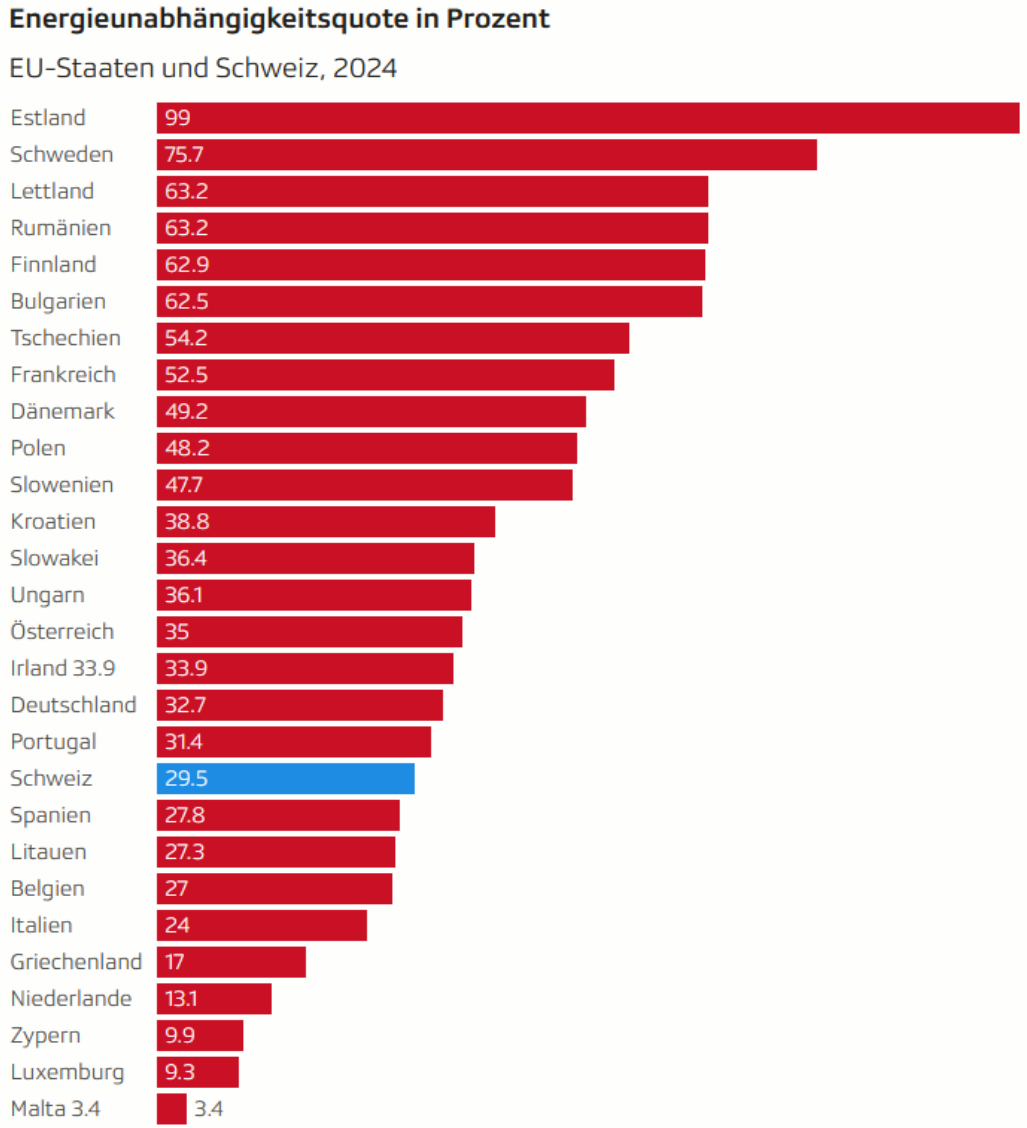
Stromabkommen

- Versorgungssicherheit und Marktopportunitäten auf die EU ausgerichtet
- Integration in EU-Prozesse seit Jahren blockiert
- BABS: Strommangellage grösstes Risiko für die Schweiz – Eintrittswahrscheinlichkeit grösser ohne Stromabkommen.

Quelle: Jörg Spicker | Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen? | 20. Januar 2024 |

Zukunft Schweizer Energie- und Strommarkt

Hohe Energie-Auslandabhängigkeit: über 70% importierte Energie.



Quelle: Eurostat (2024): «Energy Imports dependency»/Schweizerische Energiestiftung

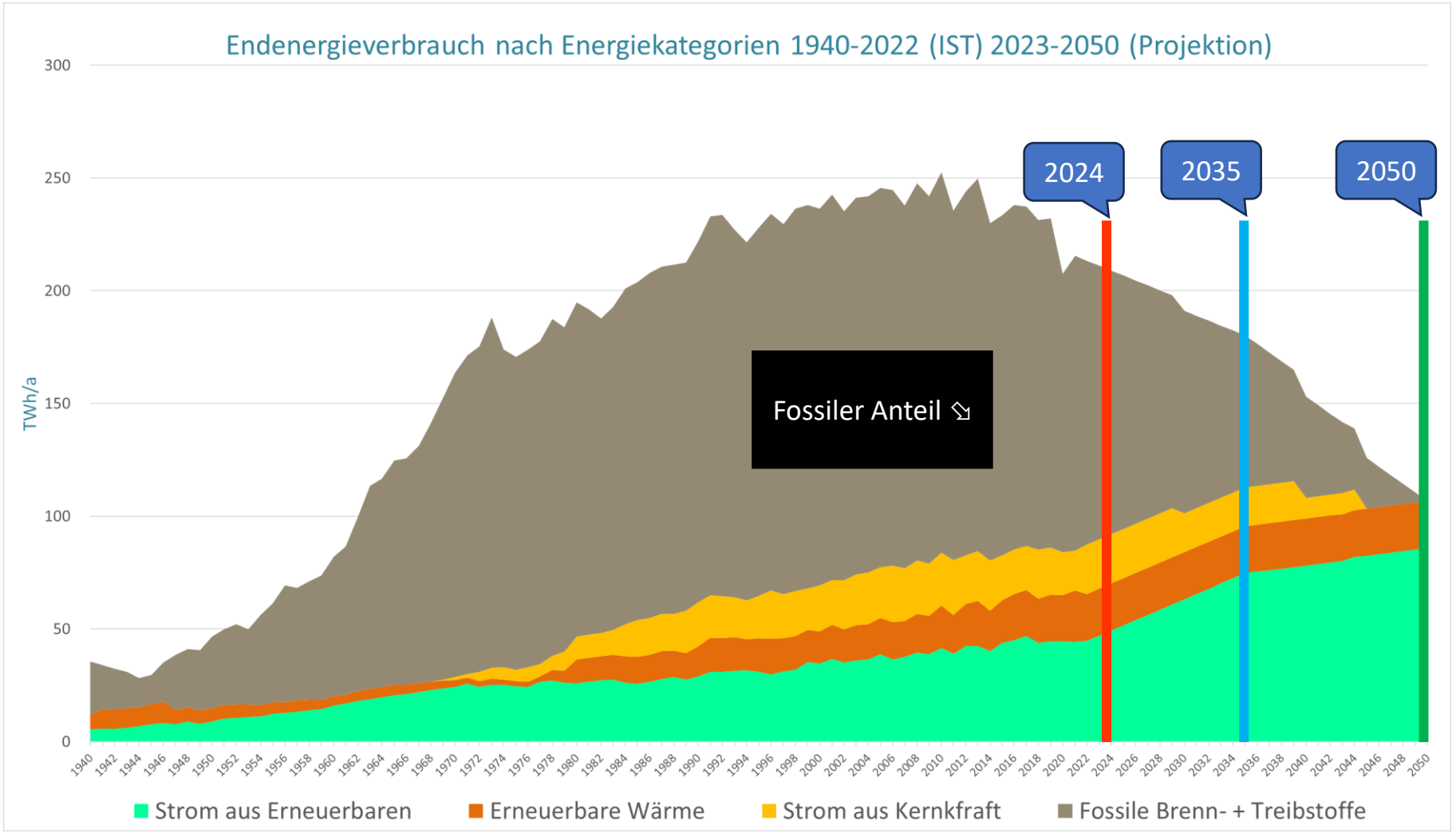
> 70% Energieverbrauch aus fossilen Energie-Importe + Uran

Hohe Schadenskosten

- **Weltweite Umweltzerstörung**
- **Hohe CO_2-Emissionen**
- **Lokale Emissionen**
- **Blackout: 200 Milliarden**
- **Preisschwankungen, Inflation**
- **Energiewende bringt**
  - **Weniger Schäden**
  - **Weniger Kosten**
  - **Mehr Autarkie**

Stromgesetz: Sicherer+Sauberer+Schweizer+Strom

➡ Dekarbonisierung + AKW Ausstieg



Ziele

- Wasserkraft
  2035 ≥ 37.9 TWh
  2050 ≥ 39.2 TWh
- Erneuerbare
  2035 ≥ 35 TWh
  2050 ≥ 45 TWh
- Effizienz
  Minus 2 TWh

Versorgungsplan CH 2022: 213 TWh = 26 Wasser + 21 AKW + 126 Fossil + 10 DivS + 9 ÜEE + 21 DivE ★

Strombedarf für Abschaltung AKW und Dekarbonisierung: ↳ *21* + ↳ *32* = 53 TWh*

- **Annahme:** Gesamtenergienachfrage konstant (Wachstum durch Effizienz)
- **Ersetzen:** 21 TWh AKW (1:1) = 21 TWh Strom. 126 TWh Fossil (4:1) = 32 TWh Strom: **Total 53 TWh**
- Energie-Effizienz noch weiter steigern !

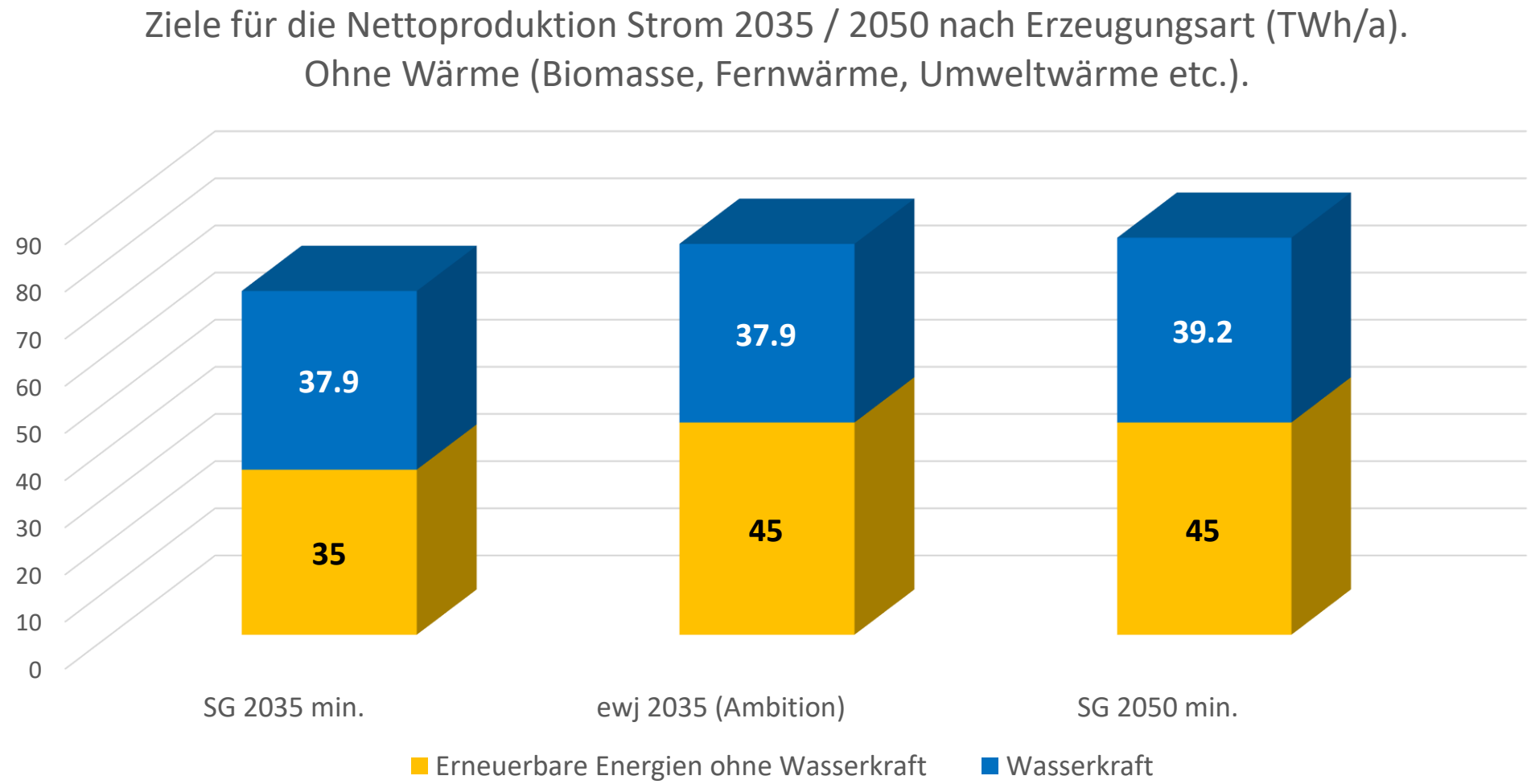
Möglicher Zubau TWh p.a. (abrufbar nach rollender Bedarfsprognose)	**2024 - 2035**	**2024 - 2050**
Wasserkraft: Runder Tisch (+13 Stausee-Erhöhungen, neu Trift, Gorner)	2	3
Photovoltaik: Alle Kategorien (Fläche total 150-250 km²)	35	40 - 45
Windkraft: *Anzahl Total 300-600 Windrädli*	3	6
Biomasse ⇨ Methan	2	4
Power to X: Inlandproduktion (Sommerüberschuss ⇨ Winterlücke)	3	8
Total möglicher Zubau an erneuerbaren Energien	**45** **Manko = 9**	**61 – 66** **Reserve=8-13**

Energiewende mit Erneuerbaren Energien und Versorgungssicherheit ist machbar!

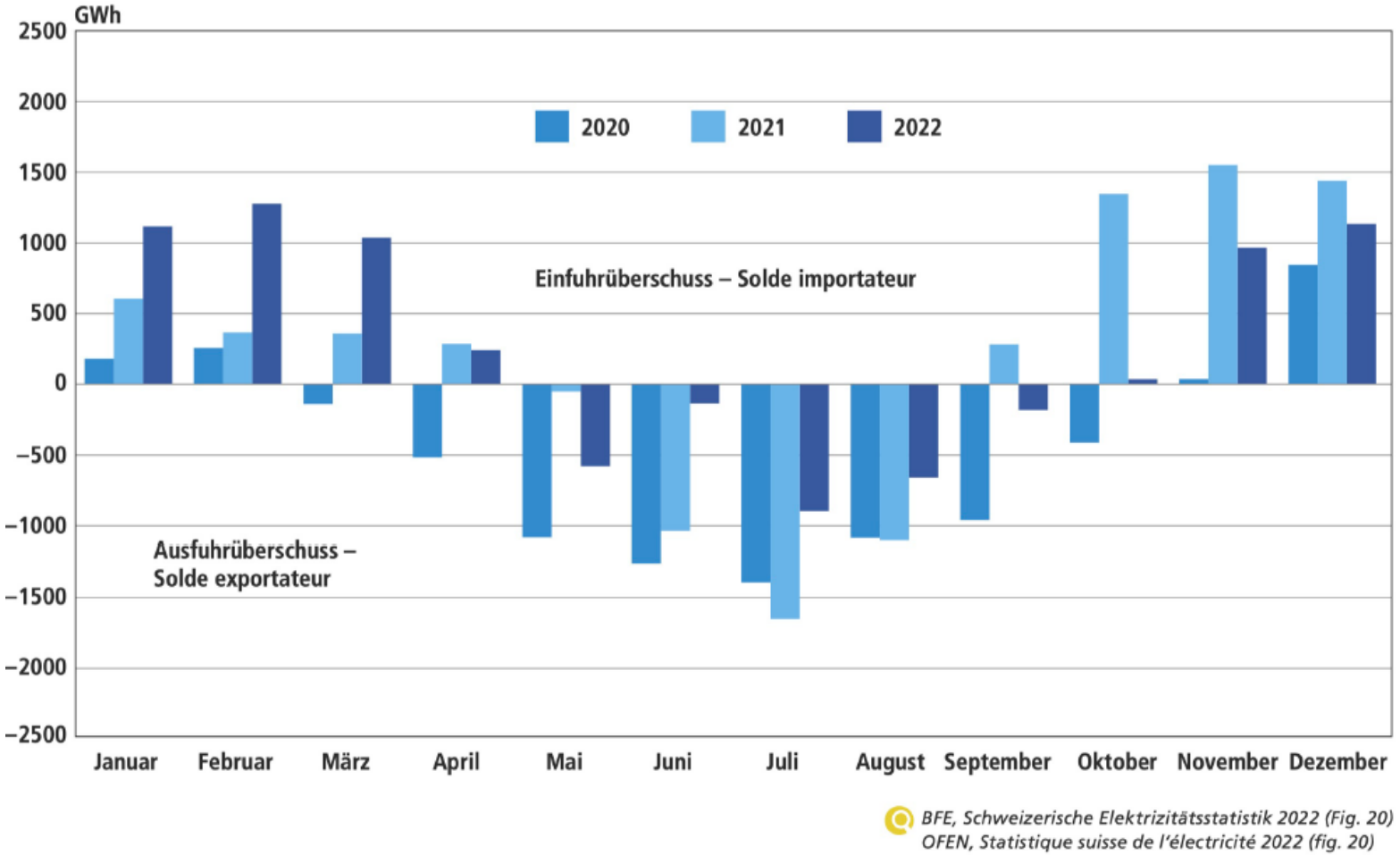
★ **DivS = Strom aus Import, Thermische Kraftwerke, PV, Biomasse, Wind**
ÜEE = Energie aus Umweltwärme, Sonnenkollektoren, BioQuellen
DivE = Energie aus Holz + Abfällen + Fernwärme

*** Faktor 4: Effizienzvorteil der Elektromotoren in E-Autos und Wärmepumpen**

Stromproduktion aus Erneuerbaren bis 2035 bzw.2050 gemäss Stromgesetz (SG): Mindestanforderungen (min.) bzw. Ambition energie-wende-ja



Die Schweiz ist im Winter auf Stromimporte angewiesen



BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022 (Fig. 20)
OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2022 (fig. 20)

Herausforderung wird sich zukünftig akzentuieren:

- **Elektrifizierung** der Gesellschaft, um Klimaziele zu erreichen (→ **Verbrauchszunahme**)
- Zubau **Erneuerbare Energien** (PV) eher im **Sommer** verfügbar (→ saisonale **Speicherung** bisher ungelöst)
- Auch **EU-Mitgliedsstaaten** werden tendenziell **im Winter importieren** müssen.

➢ **«Mehr Abhängigkeit auf der Machtebene»** (Prof. Zimmer).

Quelle: Jörg Spicker | Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen? | 20. Januar 2024 |

Sinkende Gesamtenergienachfrage: Frohe Botschaft. Absoluter und pro Kopf-Verbrauch sinken trotz Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum

3.1.1 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr

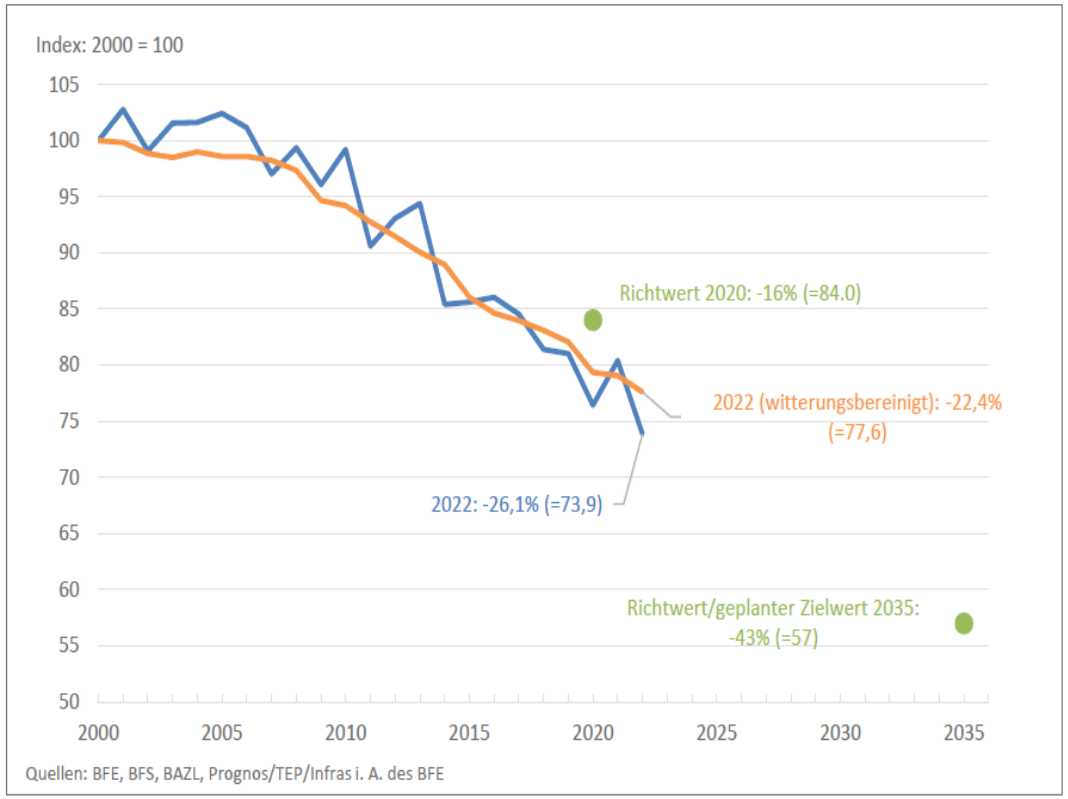


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs[6] pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Energiebereich hat sich vom Wirtschaftswachstum abgekoppelt:

- Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie die Grafik zeigt.
- Der absolute Endenergieverbrauch hat 2000-2022 um 9,8% abgenommen, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 22,2% zugenommen hat.
- Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,6 Prozent pro Jahr.

Bis 2035 soll der Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Jahr 2000 um 43 Prozent abnehmen. Die Abbildung links zeigt, dass Effizienzsteigerung gemäss gesetzlichen Vorgaben auf Kurs ist.

Analyse Endenergieverbrauchsrückgang für die Zeit von 2000 bis 2022:

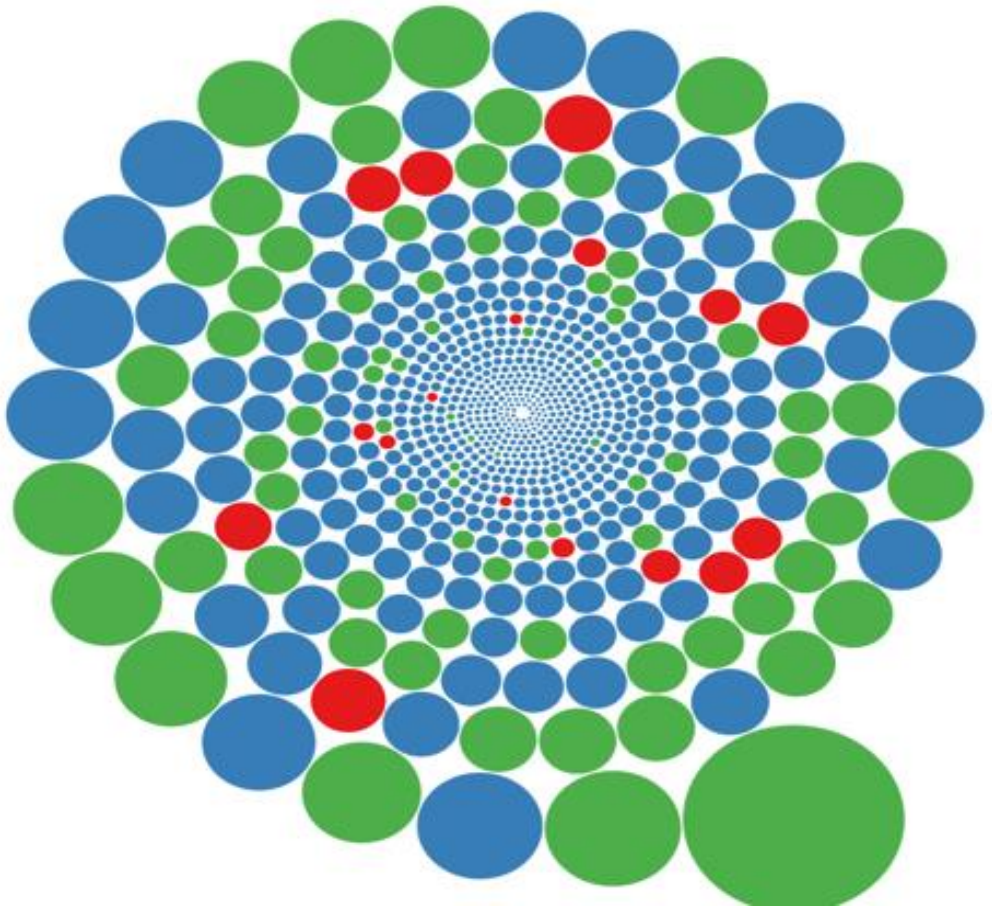
- **Verbrauchstreibend** wirkten **Mengeneffekte;** dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die erhöhte Wirtschaftsleistung (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand.
- **Verbrauchsmindernde Effekte**: **Politische Massnahmen** und der **technologische Fortschritt.**
  Zusätzlich wirkten **Substitutionseffekte**, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von **Heizöl mit Erdgas** und zunehmend mit **Fernwärme, Umgebungswärme (Nutzung mit Wärmepumpen**) und Holz sowie die Substitution von **Benzin mit Diesel** und der Anstieg der **eMobilität.**

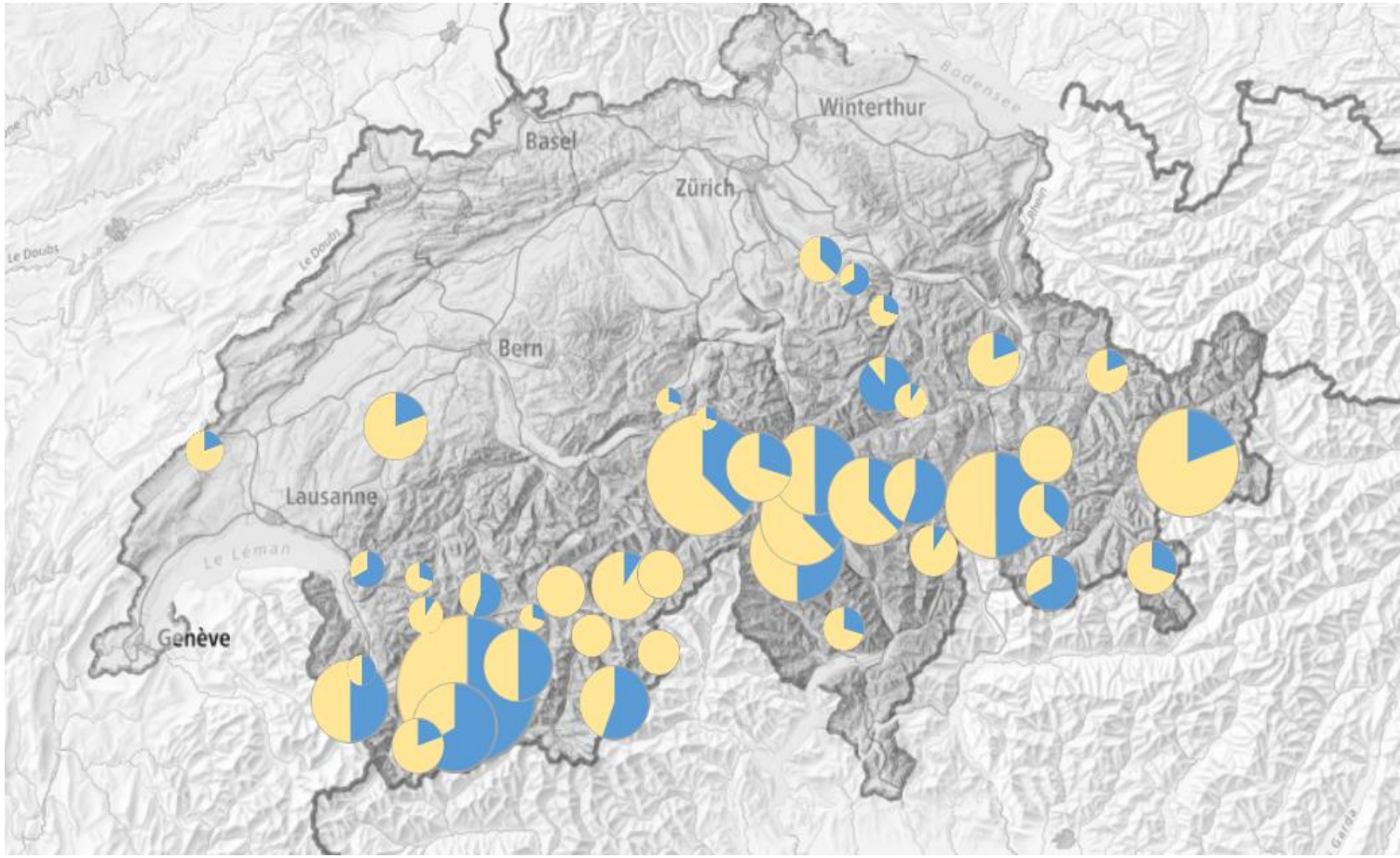
CH-Wasserkraft: 58 % Strom. 693 Anlagen > 300 kW Leistung

Energieproduktion Total 2022: 37’260 GWh (21: 37’172 GWh). Zentrale Speicherseen: 8.86 TWh
= ¼ CH-Stromproduktion Wasserkraft bzw. 14 % Stromverbrauch CH ⇨ ca. 50 Tage Stromverbrauch

Grafik links: Kreis = 1 Wasserkraftanlage, Grösse = jährlichen Stromproduktion.

Grafik rechts: blau= Speicherbarer Anteil je Anlage





● Laufkraftwerk ● Speicherkraftwerk ● Pumpspeicherkraftwerk

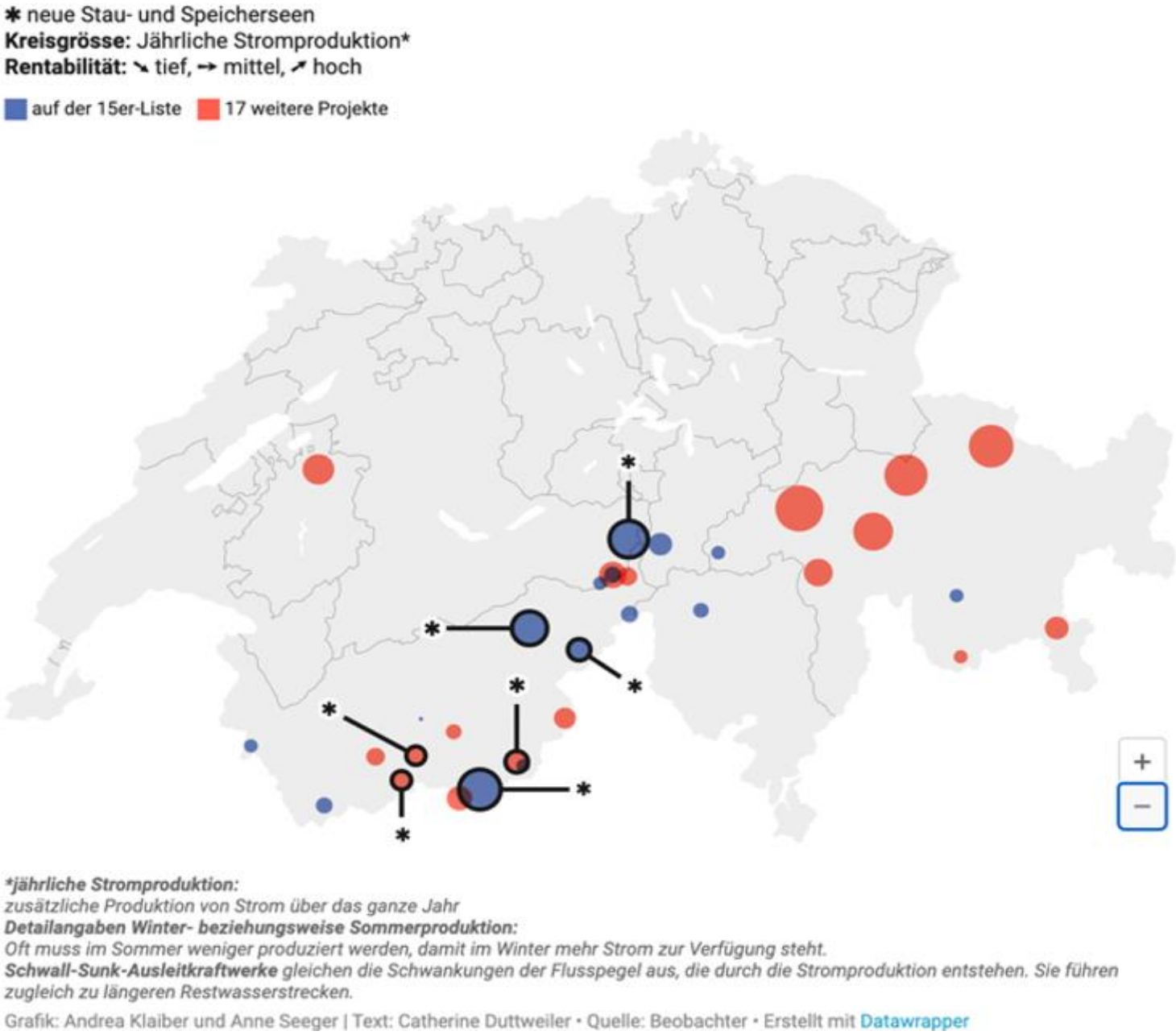
Zubau Wasserkraft 2022:

12 Projekte.
Plus 97 GWh.

Weitere Planungen:

Runder Tisch
15 Projekte:
2 TWh/Winter.

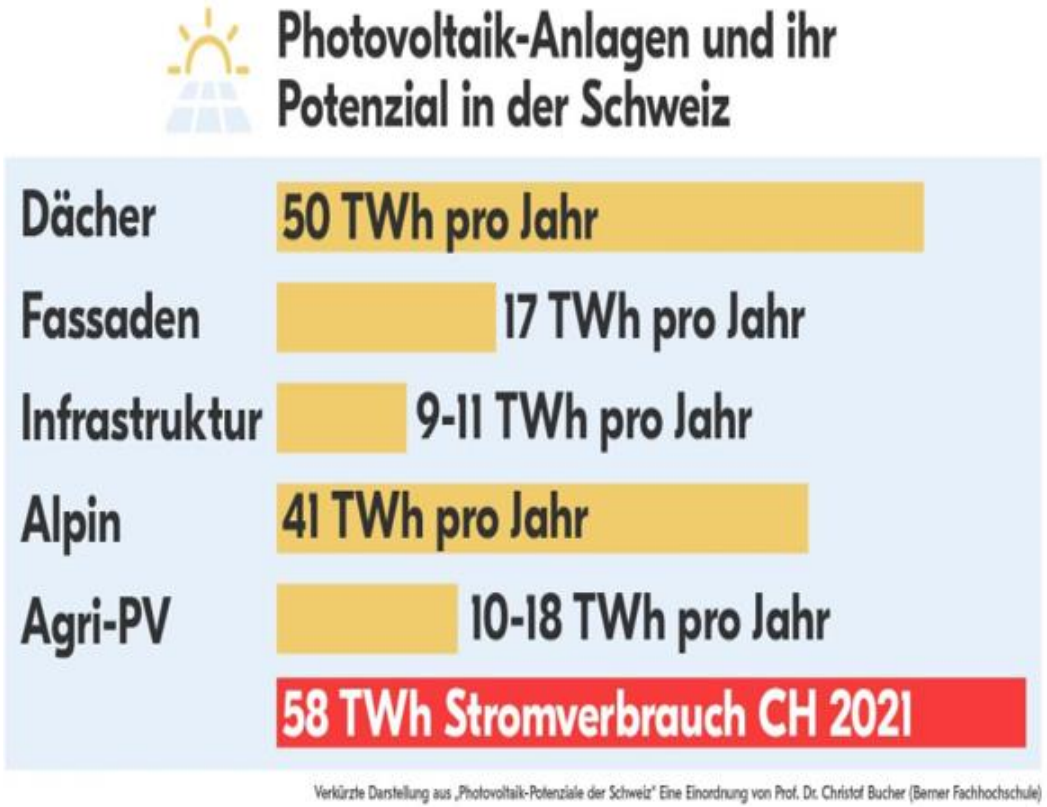
Weitere Projekte?



Potenziale Sonne, Wind: 157 – 167 TWh/a

→ » 2.7 x Stromverbrauch 2022

Solar ca. 127 – 137 TWh/a
Quelle: Prof. Bucher, HFB

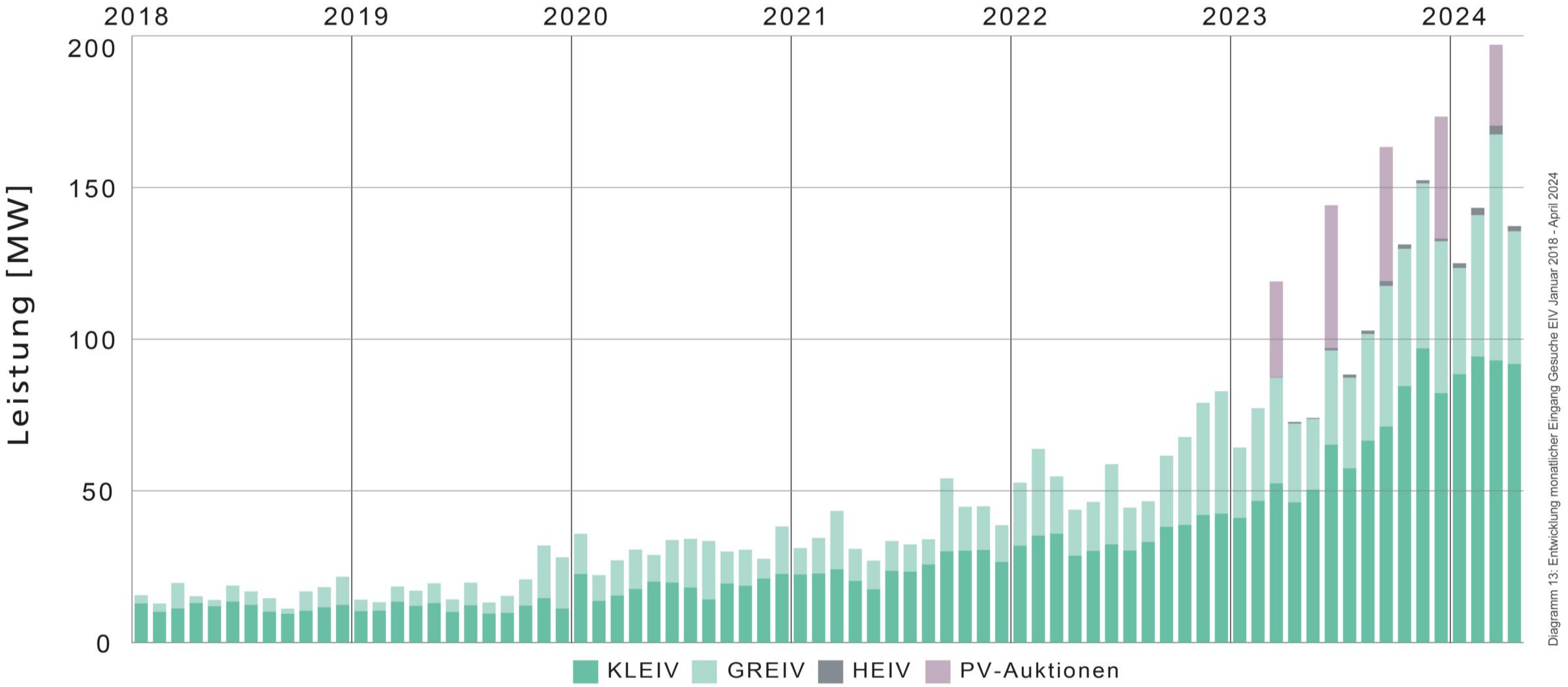


Windenergiepotential 30 TWh/a

Kantone, Summe Schweiz. Quelle: BFE

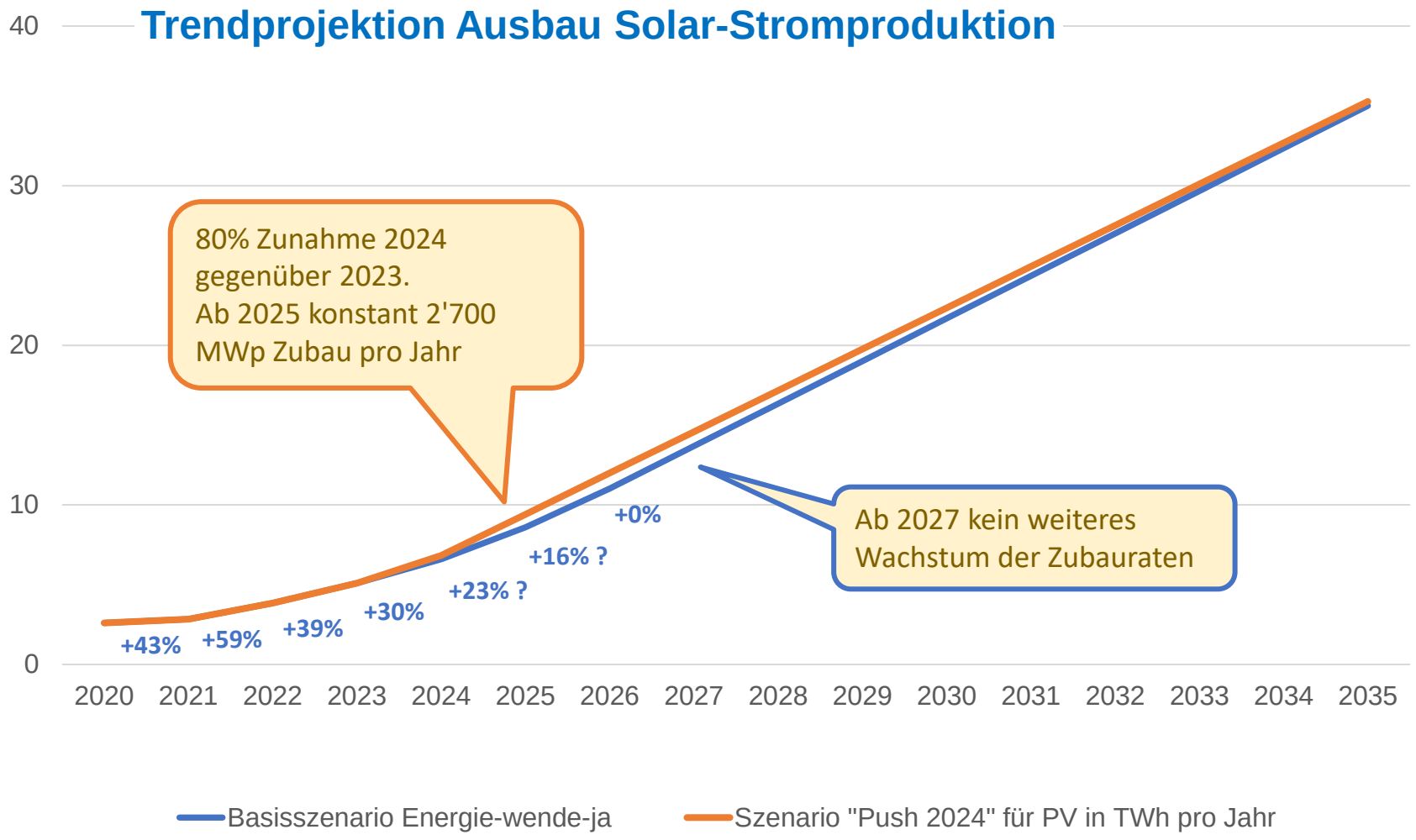
Basel-Stadt	0 (keine WEA platziert)
Bern	7’030
Freiburg	1’803
Wallis	632
Waadt	5’929
Zug	189
Zürich	883
Summe Schweiz	**29’456 (= 29.5 TWh/a)**

Jüngste Entwicklung PV: 1. Quartal 2024 Plus 88% gegenüber 2023



Szenario erneuerbare Energie bis 2035

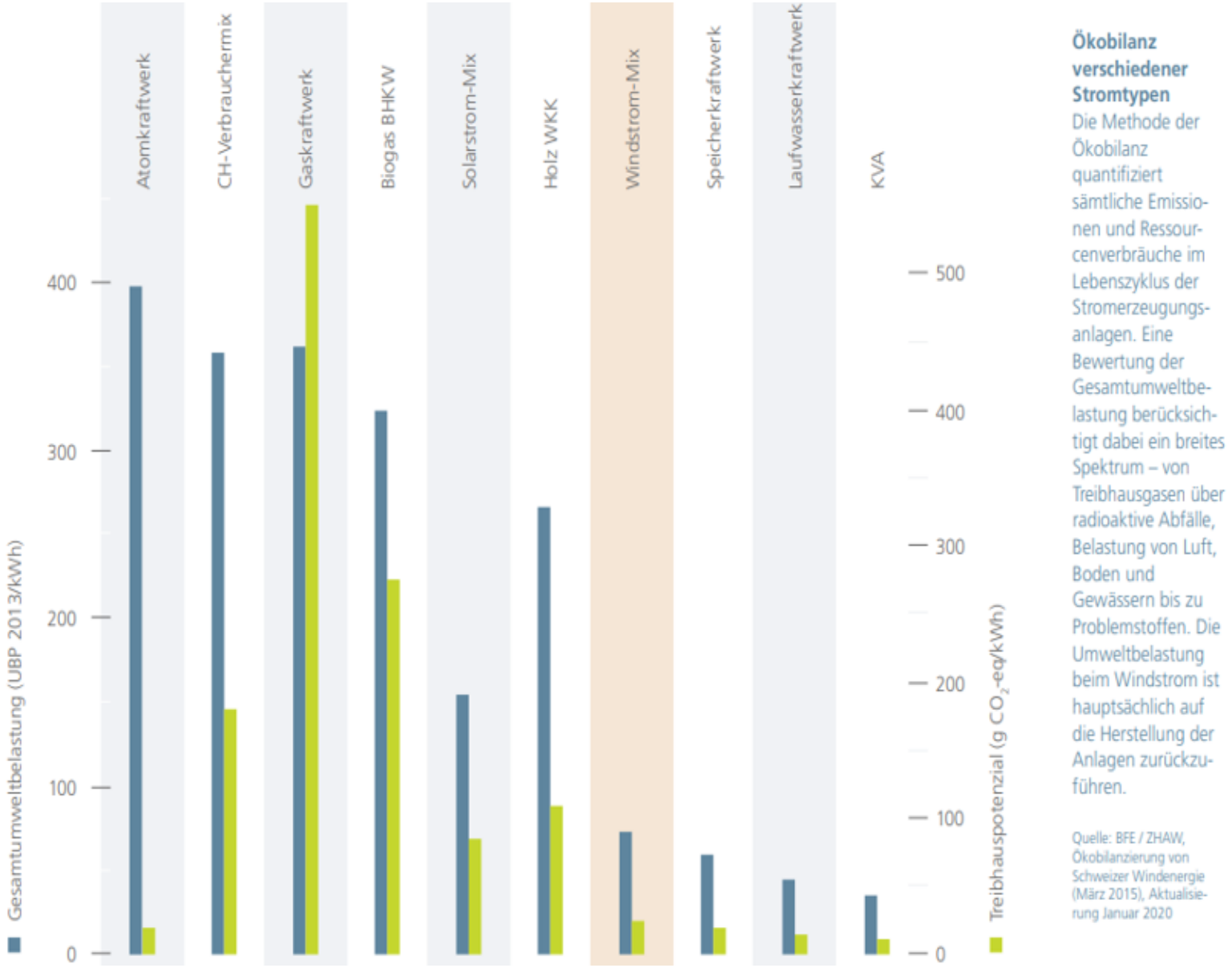
35 TWh aus PV machbar – Rahmenbedingungen entscheidend!



Basisszenario Energie-wende-ja				
Jahr	Zubau MWp	Δ% Zubau	MWp Ende J	GWh/ Jahr
2020	475	46%	2’973	2’599
2021	682	43%	3’655	2’842
2022	1’081	59%	4’737	3’858
2023	1’500	39%	6’237	5’106
2024	1’950	30%	8’187	6’591
2025	2’399	23%	10’585	8’601
2026	2’782	16%	13’367	11’020
2027	2’782	0%	16’150	13’686
2028	2’782	0%	18’932	16’351
2029	2’782	0%	21’714	19’016
2030	2’782	0%	24’497	21’682
2031	2’782	0%	27’279	24’347
2032	2’782	0%	30’061	27’013
2033	2’782	0%	32’843	29’678
2034	2’782	0%	35’626	32’343
2035	2’782	0%	38’408	35’009
2036	2’782	0%	41’190	37’674

Δ% Zubau = Wachstum Zubaukapazität

Stromproduktion: Umweltbelastungspunkte



Ökobilanz verschiedener Stromtypen
Die Methode der Ökobilanz quantifiziert sämtliche Emissionen und Ressourcenverbräuche im Lebenszyklus der Stromerzeugungsanlagen. Eine Bewertung der Gesamtumweltbelastung berücksichtigt dabei ein breites Spektrum – von Treibhausgasen über radioaktive Abfälle, Belastung von Luft, Boden und Gewässern bis zu Problemstoffen. Die Umweltbelastung beim Windstrom ist hauptsächlich auf die Herstellung der Anlagen zurückzuführen.

Quelle: BFE / ZHAW, Ökobilanzierung von Schweizer Windenergie (März 2015), Aktualisierung Januar 2020

Vögel / Windkraft

- 75% Brutvögel Klimawandel bedroht
- Windkraft beeinträchtigt Vögel und Fledermäuse kaum.
- «Wenn wir auf umweltfreundliche Windenergie setzen, kommt dies auch der Vogelwelt zugute»
  Felix Liechti, Vogelwarte Sempach. «Beobachter Natur». 4/2014
- Pro Windturbine sterben kaum Vögel
  (max. 20 pro Jahr, evtl. vergiftet durch Landwirtschaft)
- Peuchapatte: Weder tote Vögel bedrohter Arten noch tote Greifvögel.
- Haldenstein: Zugvögel bewegen sich weit oberhalb der Flügel.
- Verkehr, Glasfassaden und Katzen:
  - Pro Jahr sterben mehrere Millionen Vögel.
  - Hauskatzen fressen gegen 2 Mio Vögel/a

AKW- Laufdauer? AKW-Zubau? Wie weiter?

- AKW: Laufzeiten 40 Jahre ausgelegt. Leibstadt 2024 als letztes AKW vom Netz.
- Beznau 1: Ältestes AKW der Welt.
- ENSI: Sicherheit oberste Priorität. Teure Nachrüstungen vorgenommen.
  Gewisse Nachrüstungen noch nicht vollzogen.
- Weitere Nachrüstungen: Unklarheit, Ungewiss.
- Subventionen? ➡ Sicher nicht.
- Neue AKW? Keine Option auf Realisierung nächste 20 – 30 Jahre:
  - Verbot im Energiegesetz.
  - Lange Planungs- und Baufristen.
  - Hohe, sehr hohe Kosten, kein Investor (EVU, Banken etc.).
  - Abhängigkeit ausländische Uranlieferungen. Bezug Russland?
  - Uran knapp, Preise steige.
  - Abfallentsorgung seit 40 Jahren ungelöst.
  - Mehr Sicherheit, tiefere Kosten etc.?: Als Pilot ab 2030 abgesagt. Ev. in ferner Zukunft
- Wie weiter bestehende AKW?:
  - Zwingend Transparenz schaffen, Planung öffentlich:
    - Weitere Nachrüstungen?
    - Kosten Investitionen offen legen.
    - Risiken wie Erpressung, Cyberangriffe, Kriegsgefahren etc. einschätzen
    - Wann effektiv abschalten: Festlegen im Rahmen Gesamt-Strategie.

	40 Jahre	50 Jahre	60 Jahre
Beznau 1	2009	2019	2029
Beznau 2	2011	2021	2031
Gösgen	2019	2029	2039
Leibstadt	2024	2034	2044

Fazit: AKW-Planung: Teil Gesamtplanung Energieversorgung.

Stromgesetz Massnahmen

- Weiterführung Förderabgabe von 2.3 Rp/kWh.
- Netzzuschlagsfonds: Möglichkeit der Verschuldung.
- Gezielte Förderbeiträge:
  - Beiträge an Planungen Biomasse, Wind.
  - Einmalvergütungen
  - Gleitende Markprämien ab 150 kW
  - Minimaltarife
- Kosten Netzverstärkungen, Anschlussleitungen: Nationale Ebene verteilt
- Virtuelle Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV)
- Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)
- Dezentrale Stromspeicher mit/ohne Endverbrauch: Netzentgelt befreit
- Ausscheiden von Eignungsgebieten für Windkraft und PV Anlagen

FÖRDERUNG
PHOTOVOLTAIKANLAGEN:
EINMALVERGÜTUNG, BONI

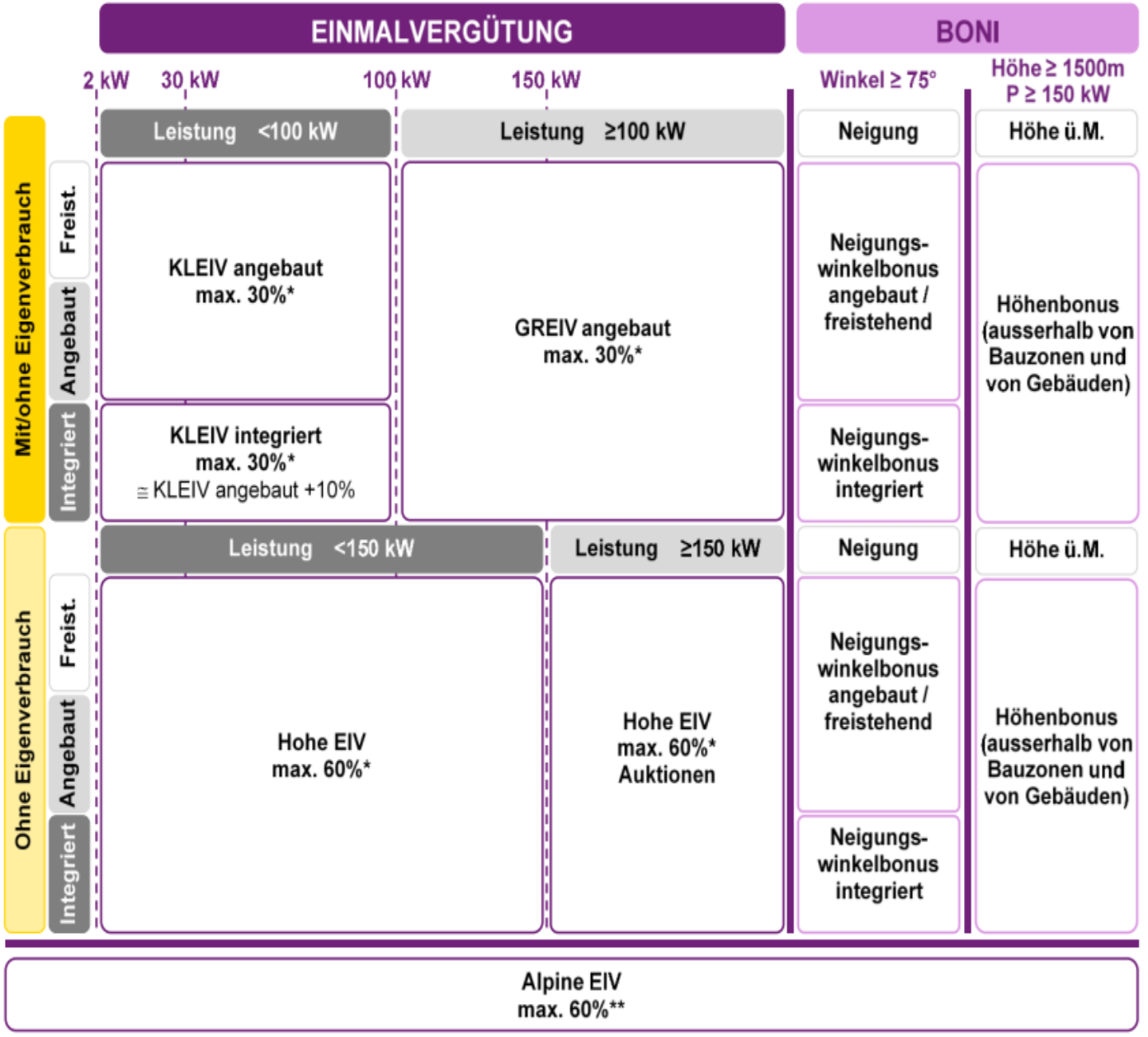
Einmalvergütung (EIV):

Instrument des Bundes Förderung PV-Anlagen. Leistung > 2 kW.

Boni: Erhöhung Betrag Förderung.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE



* der Investitionskosten von Referenzanlagen
** der individuellen Investitionskosten

Finanzierung Förderung (Stand 2023):

Netzzuschlag – Verwendungsarten Netzzuschlagsfonds. Quelle: BFE.

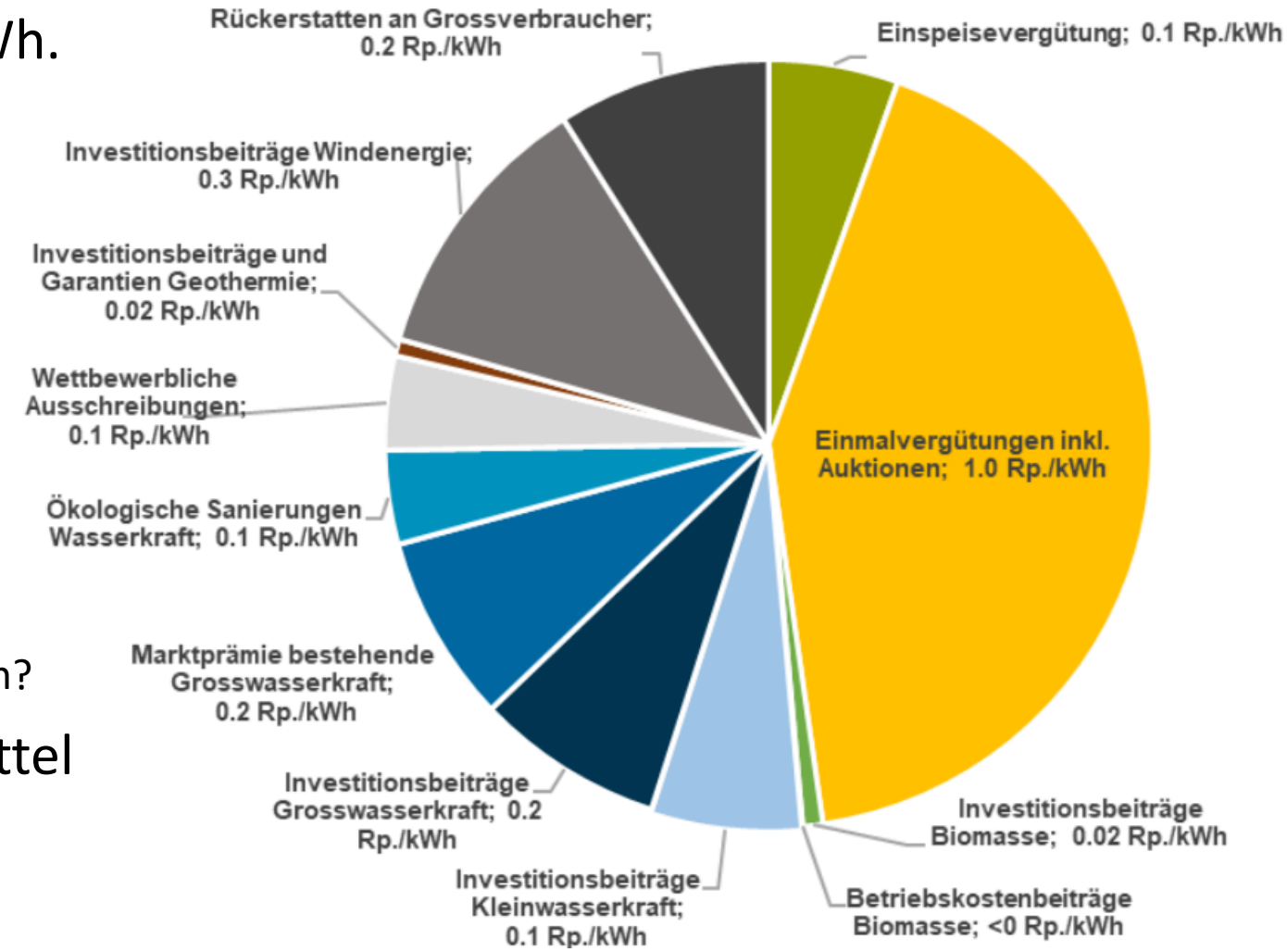
- Einnahmen Netzzuschlag: 2.3 Rp./kWh.
  - Bei 60 TWh: 1.38 Mrd. CHF
- Massive Neuverteilung ab 2021:
  - ESV runter. EV und Rückerstatt rauf.
  - Wieso Grosswasserkraft.
- Fonds Bestand 2023: 2,8 Mrd. Fr.
  Quelle: STAATSRECHNUNG 2023, S. 85
- Einnahmen/Ausgaben 2024 ff.

  Weitere Zusatzeinnahmen nötig?

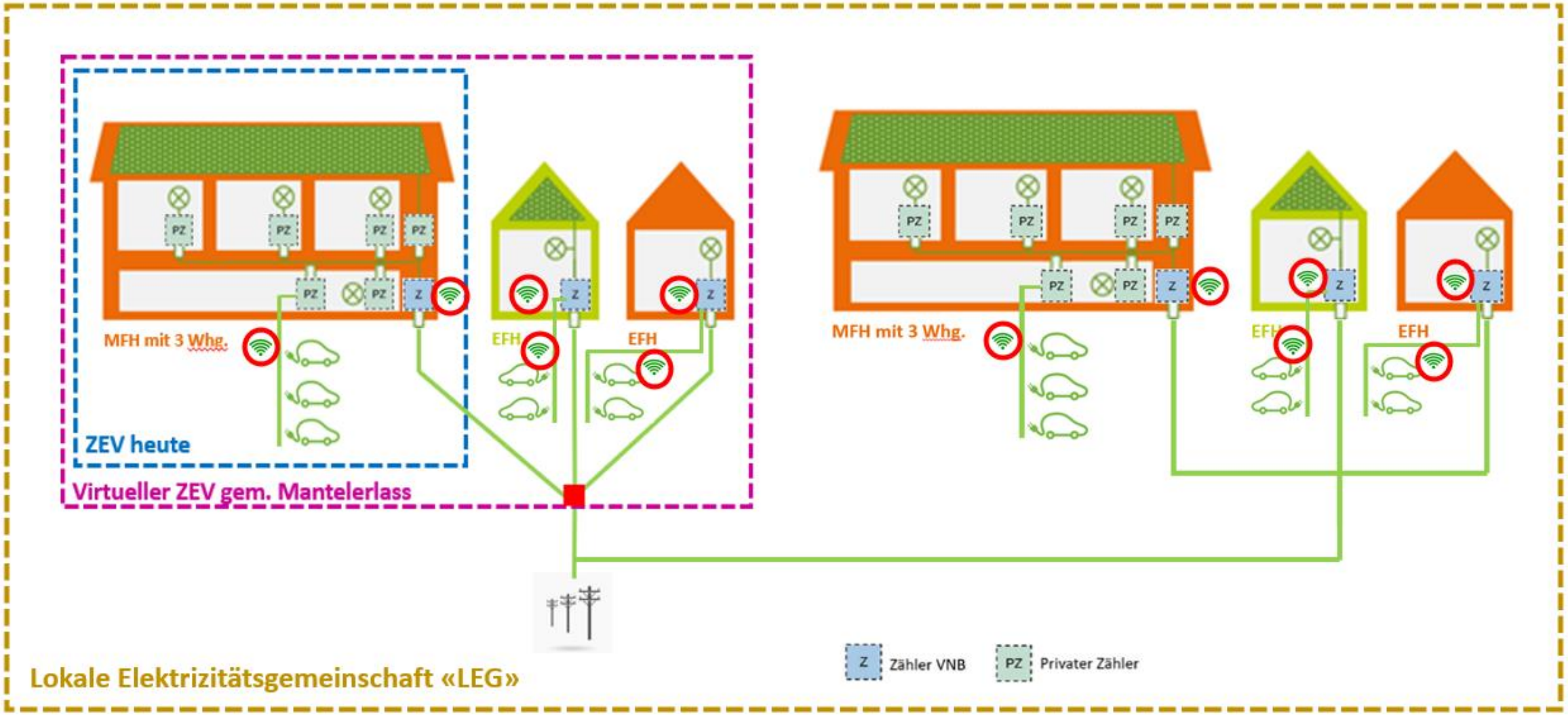
  Ab ca. 2025/26 bei tieferen Strommarktpreisen?
- Haushälterische Optimierung der Mittel

  Simulationen: wieviel wird benötigt?

  Transparenz: wieviel wurde eingesetzt?



Zusammenschluss Eigenverbrauch / Lokale Elektrizitätsgemeinschaft



Quelle Nationalrat Jürg Grossen

Zentraler Ansatzpunkt: Effizienz

- Grosse Potenziale: 20-30%
- Massnahmen Stromgesetz EVU, Dritte : 2 TWh bis 2035
  - Effektiv in Verordnung angehen

Effizienzpotentiale: Geräte, Anlagen, El.-Heizungen

Quelle: BFE, 2022

Haushalt

- Kühlen/Gefrieren: 20 bis 30 %
- Waschen/Abwaschen: 20 bis 30 %
- Beleuchtung: 50 bis 70 %
- Information/Kommunikation: 35 bis 70 %

Industrie und Dienstleistungen

- Beleuchtung: 40 bis 60 %
- Geräte/Motoren: 20 bis 30 %
- Prozesswärme: 30 bis 35%

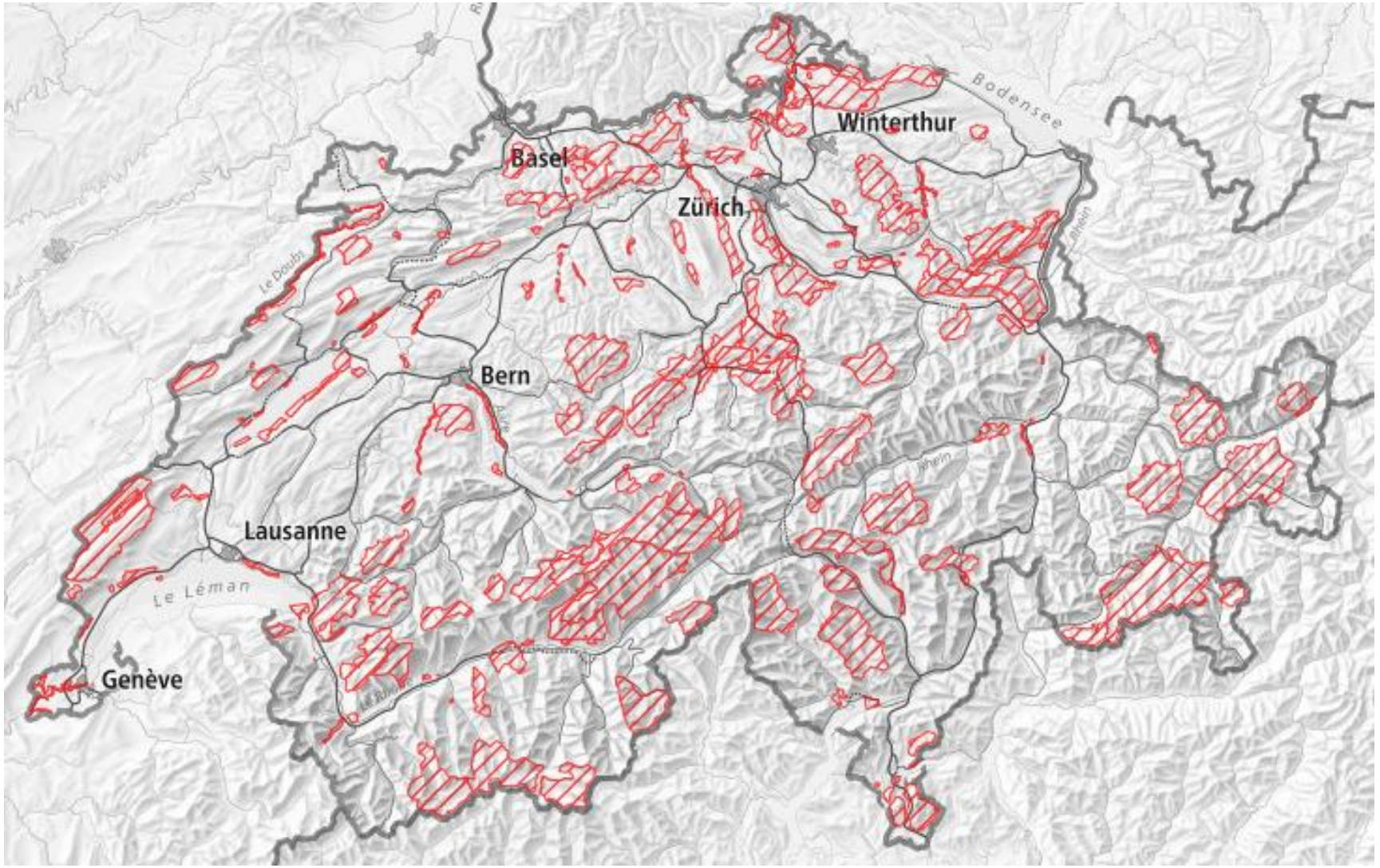
Gebäude

- **Elektroheizungen** Verbrauch aktuell ca. 6 TWh – Reduktion (WP) um 65% auf ca. 2 TWh/a

Massnahmen:

- **Stromgesetz Verteilnetzbetreiber (VNB), oder Dritte 2 TWh**
- **Energie-Effizenz-Verordnung BFE verschärfen: Anspruchsvollere Standards**, **Förderprogramme aufstocken, breiter anlegen**
- **Wirtschaft**: Zielvereinbarungen anspruchsvollere Zielen.
- **Gebäudesanierungen forcieren:** Erneuerbare Heizsysteme, gezielt sanieren, Energieproduktion.
- **Mobilität**: Standards verschärfen.

BLN-Gebiete (21%) unter Schutz ⇨ NEIN
Eignungsgebiete neu ⇨ JA. Demokratie: JA. Gemeinden: JA



Winterstromlücke: Zentrale Herausforderung

Was tun? Winterstromloch decken – Technologie-offen

Kurz- und Mittelfrist-Massnahmen

- Lastmanagement
- Kein Holz verbrennen im Sommer für Wärme: Elektro-Stab einsetzen.
  - Wärmespeicher Jenni
- Gebäude als Speicher
- Strom Sparen Winter: Gebäudesanierung

Primär Winterstrom zubauen:

- Vertikale Solaranlagen, Dachanlagen ohne Schnee, Wind, Biomasse, Wasserkraft mit Speicher

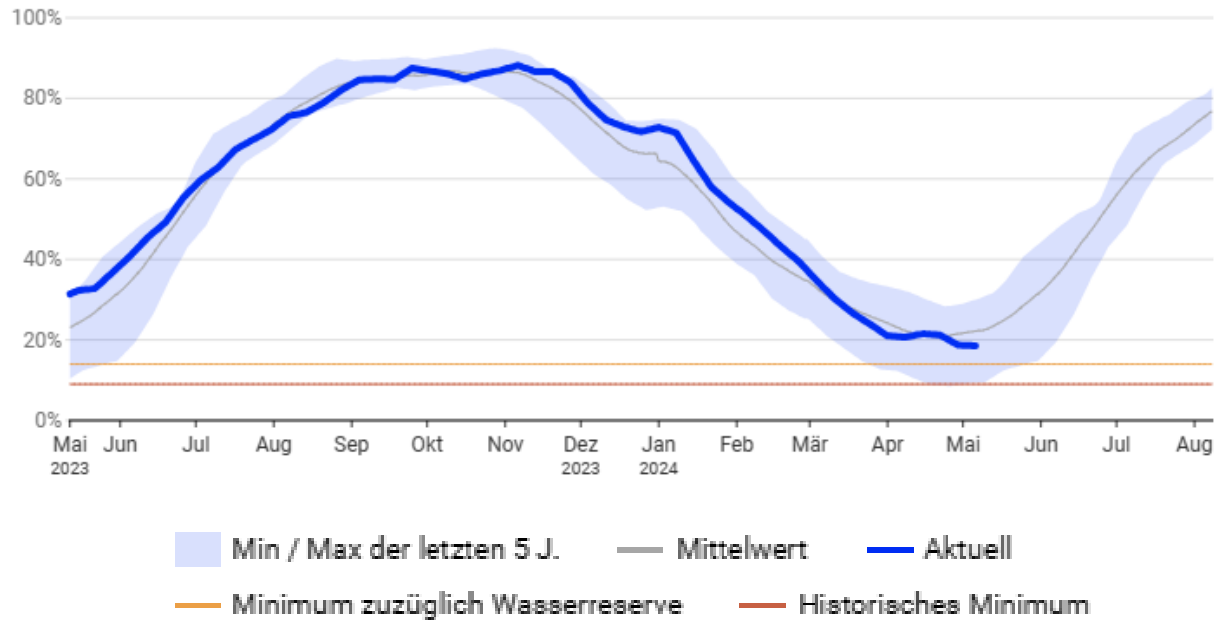
Langfrist-Massnahmen

- **Power to X:**
  - Dezentral? Kosten? Import?
- Weitere?

Versorgung Winterstrom sicherstellen: Beispiel Wasserkraft-Speicher

Illustration am Beispiel der Speicherfüllstände

- Speicherreserve garantiert insbesondere auch Ende Winter eine Absicherung mit einheimischer Energie
- Im Sinne einer Versicherung kann Reserve nur *aktiv* und *nicht schlafend* vorgehalten werden
- Vorgehaltene Energiemenge orientiert sich am spezifischen Risikoprofil der Schweiz (Import-möglichkeiten, Saisonalität, Nachfrage und sicher verfügbare Bandproduktion, …)

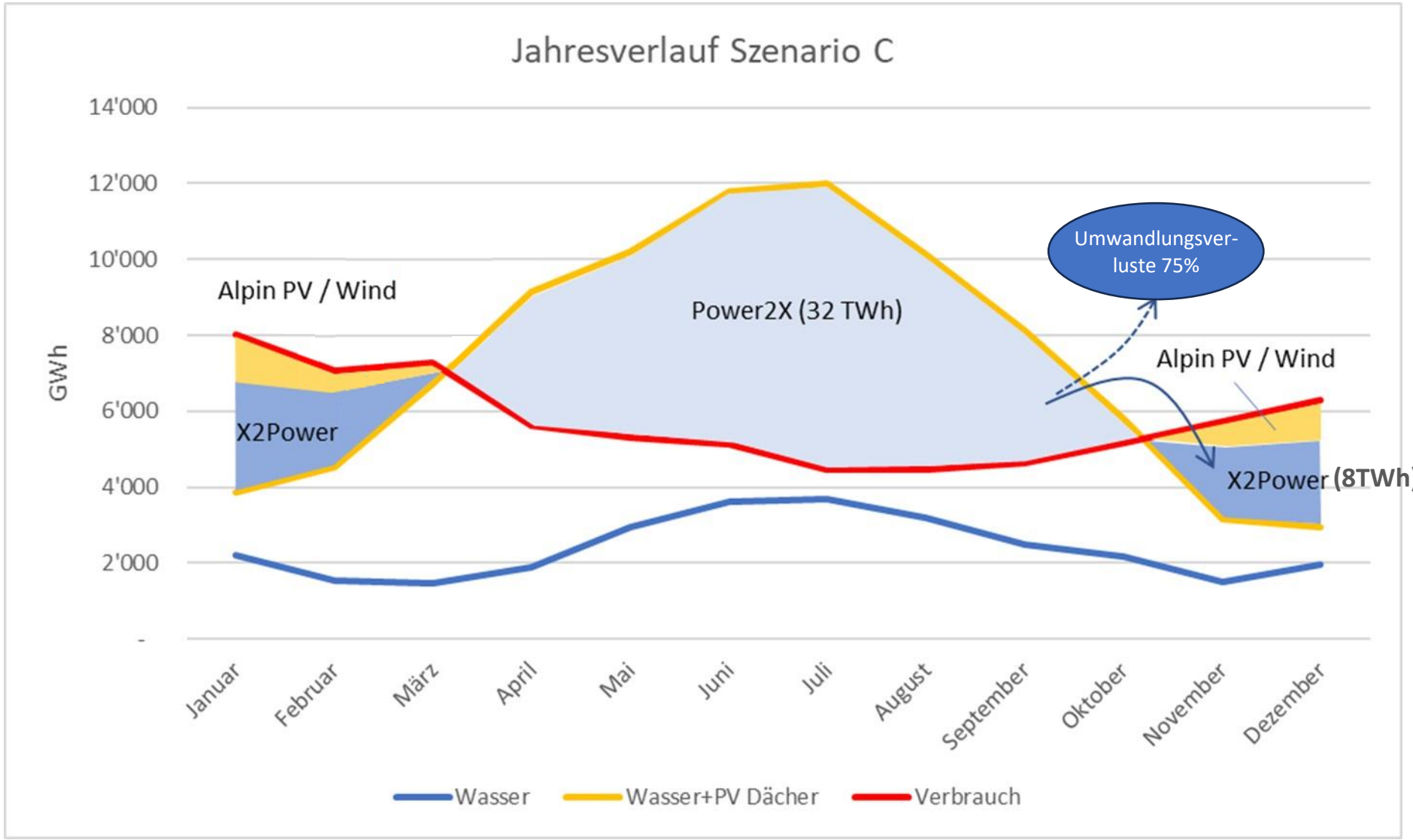


Inzwischen ist kurzfristig eine Speicherreserve eingeführt worden.

Winterdefizit vermeiden: Sommerüberschüsse verwerten

Quelle: David Zogg, NWFH, Brugg/Windisch. Szenario C.

- Aus dem PV-Überschuss der Sommermonate wird mittels P2X Verfahren Gas erzeugt, welches in saisonalen Speichern für die Winterperiode bereitgestellt wird
- Im Winter wird daraus wieder Elektrizität erzeugt
- Die Umwandlungs-verluste belaufen sich aktuell noch auf 75%.



Wirtschaftlichkeit sicherstellen - Rahmenbedingungen zentral

Diskussion Szenario: Rückgang europäischer Strom-Preise? Überschüsse Sommer steigen.

- Referenzmarktpreis, „Power Purchase Agreement“ / PPA-Preise sinken

  ⟹ PV-, vor allem PV-Grossanlagen-Zubau gehen zurück
- Tiefe Minimaltarife gemäss Verordnung

  ⟹ Rückgang Zubau
- Netzausbau? 50 CHF pro kWp Anschlussleistung: sehr tief ⟹ Anschlussleistung und Länge Leitung beachten.

Zubau förderlich:

- «Privater Stromhandel» bzw. PPA mit u.a. ZEV, LEG
- «Stromüberschuss-Verwertung»: Swissgrid heute mit Regelenergie.
  - Neu: Heizen mit Elektroeinsätzen im Sommer. Dezentral Wasserstoff etc.
- Keine Lieferengpässe Bau, Abnahme Modulkosten, mehr Wettbewerb, Effizienz mit geringeren Systemkosten (Planung, Montage etc.)
- **Effektive Mobilisierung Dächer, Fassaden, Infrastrukturen für PV-Zubau:** Duldungspflicht, Auflagen etc.

Fazit:

- Abflachen Wachstum, mehr Wettbewerb, Strukturbereinigungen, Ausschöpfung Produktivität der Branche, evtl. mehr Angebote vom Ausland für Montage

Verordnung Stromgesetz (28.Mai 2024) ➡ Klare Verbesserungen

EnG, Art. 15, Abs. 1bis:
Die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung.

Der Bundesrat legt für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW Minimalvergütungen fest. Diese orientieren sich an der **Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer.**

Minimaltarife

- **PV <150 kW**. : 0-4.6 Rp./kWh – **Gesetzeswidrig** ➡ Winter ca. 12. Rp./kWh
- **Biomasse:** 33 Rp./kWh
- **Kleinwasserkraft:** 12 Rp./kWh

LEG: Netznutzung maximal 60% ….. In Verordnung aber nur 18-20% Reduktion

Netzausbauten, Anschlüsse: Finanzierungbeiträge mit nur 50 bzw. 59 CHF pro kW klar ungenügend ➡ Anschlussleistung, Länge Leitung

Ablehnung Stromgesetz?

- Schweizer Energiepolitik um Jahre zurückgeworfen.
- Versorgungssicherheit gefährdet.
- Abhängigkeit vom Ausland erhöht.
- Kein besseres Gesetz: Reichen Erfahrungen CO2 Gesetz nicht?
- Vermehrter Druck auf neue Kernkraftwerke.
- Kein Stopp von “kritischen“ Projekten.

Volle Marktöffnung? Pro und Contra

Eine vertiefte, aktuelle Analyse einer vollen Marktöffnung liegt zurzeit nicht vor.

Mit dem Stromgesetz werden weitere Schritte Richtung Marktöffnung, Liberalisierung gemacht.

- Mit ZEV, LEG entstehen mehr Freiheiten und Wettbewerb.
- Die Strombeschaffung muss weniger risikoreich angegangen werden, was einen Schutz für die gefangenen Kunden darstellt.
- Es muss mehr erneuerbare Energie für gefangene Kunden beschafft werden.
- Mehr Stromeffizienz müssen realisiert werden.

Für weitere Schritte sprechen:

- Gefangene Kunden werden zunehmend diskriminiert.
- Mit weiterer Marköffnung sind auch flexiblere Preise verbunden, was die Steuerung des Strommarktes erleichtert.
- Stromabkommen mit EU ist nur mit „Strommarktliberalisierung“ zu haben. Was das genau erfordert, ist zur Zeit offen.
- Die Digitalisierung schafft gut Voraussetzungen für eine Strommarktöffnung.
- Schweizer EVU sind zum Grossteil noch ungenügend auf die Liberalisierung vorbereitet (Unternehmen zumeist in öffentlichem Besitz, ungenügendes Unbundling, mangelhafte Eignerstrategien). Es würde ein zusätzlicher Druck auf Strukturanpassungen eingeleitet.

Gegen eine weitere Marköffnung sprechen

- Hat im Ausland nicht sehr viel gebracht. Nur wenige Kunden nutzten freie Wahl Lieferant.
- Es bestehen politische Bedenken wegen u.a. ungewisser Entwicklung.
- Es kann nur der Energietarif frei gewählt werden.
- Wettbewerb für zu unnötigem Aufwand wie Werbung, Wechselkosten etc.

Fazit

1. Der Europäische Strommarkt ist stark verflochten mit diversen Vorteilen:
    - Hohe Versorgungssicherheit, Wettbewerb mit Kostenreduktionen

2. Strom-Angebot-, Nachfrage = Gleichgewicht:

- Planung nötig. Zuständig: BFE, Elcom, SwissGrid, Stromwirtschaft mit unklaren Rollen und Aufgaben.
    - Strom-Überschuss mit erneuerbaren Energien führt zu Preisdruck: Missing Money ⟹ Förderung Erneuerbare nötig: Wirtschaftlichkeit
    - Strom-Knappheit zu hohen Preisen: Windfall-Profit ⟹ Ausgleich Agreement? Abschöpfung Sondersteuer?

3. Preisexplosion 2022/2023/2024 in Europa:
    - CH-Strompreise Plus 57%: ca. 500 CHF, Plus Fossile Energieträger.
    - Sehr ungleiche Preissteigerung: Vor allem für «Gebundene Kunden» mit Versorgern ohne Eigenproduktion.
    - Massiver Ausbau Erneuerbare Energien: Disruptive Entwicklung Fotovoltaik.

4. Swissgrid: Keyplayer für Schweizer und Europäischen Strommarkt: u.a. sicherstellen von Regelungsenergie.
    - Ausschluss Strombinnenmarkt, ohne Strommarktabkommen: Massiv höhere Kosten, Gefahr Blackouts steigt.

5. CH-Stromwirtschaft: Wenige Gross-Produzenten, > 600 Verteilnetzbetreibern.

- AXPO, Alpiq, BKW, Repower etc. Zusatz-Gewinne 2023: Plus ca. 5 Mrd. CHF.
  - Verwendung: Reserven, Löhne/Boni, Dividenden, Reinvestitionen, Bezug Fördermittel?
- Gefangene Kunden mit Verteilnetzbetreiben ohne eigene Produktion:
  - Hohe Strompreiserhöhungen, vor allem bei fehlender vertraglicher Absicherung.

6. Regulierung der öffentlichen Stromunternehmen:

- Aufgaben klar definieren: Gewährleistung Stromversorgung, Festlegen Bezugs-, Lieferpflichten, Stromhandel, Ausschluss, Abtrennung risikoreiche Handelsaktivitäten
- Abstossen nicht systemrelevante Geschäftsfelder oder organisatorische Trennung der Bereiche
- Gewährleistung der Stromversorgung: Klare Eigentümerstrategien definieren, Vorgaben zur Erstellung von Produktionsanlagen im eigenen Land, Vorgaben zur Governance, zum Risikomanagement und zu Renditeerwartungen, Gewinnmotiv EVU: Unterordnung unter langfristige Versorgungssicherheit. Juristische Ausgestaltung EVU anpassen: Z.B. öffentlich-rechtliche AG.
- Geeignete Eigenkapitalvorschriften
- Sicherstellung der Liquidität
- Notfallplan
- Auffanggesellschaft im Konkursfall

.

7. Positive Ziele Stromgesetz für Erneuerbare Energie, Energieeffizienz:
    - Zubau PV bis 2035: 35 TWh, Wasser 2 TWh, Wind 3 TWh, Biomasse 2 TWh, Power to X 3 TWh machbar, bezahlbar.

8. Weiterführung und neue Massnahmen Stromgesetz: Zentraler Fortschritt.
    - Netzzuschlag mit Verschuldung Förderfonds
    - Fördermassnahmen: Beiträge für Planung, Einmalvergütungen, Gleitende Marktprämien, Minimaltarife
    - ZEV, LEG: Dezentrale Stromversorgung mit mehr Wettbewerb
    - Netzverstärkungen, Anschlussleitungen als nationale Aufgabe
    - Ausscheiden Planungszonen
    - Dezentrale Speicher: Netzentgelt befreit
    - Effizienzförderung durch EVU

10. Winterstromlücke decken:
    - Kurs- mittelfristig: Lastmanagement, Holznutzung nur im Winter, Gebäude als Speicher, Energie-, Strom-Sparen
    - Winterstrom zubauen: Vertikale Solar-Anlagen, Schneefreie Solar-Anlagen, Wind, Biomasse, Wasserspeicher. Power to Y

11. Vollzug Stromgesetz: Völlig unbefriedigende Verordnungen:
    - Deutliche Korrekturen zugunsten zentralem Ausbau Fotovoltaik und Netzausbau als Gemeinschaftsaufgabe.

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

- Besten Dank an Markus Baur sowie Walter Ott, Peter Stutz, Rolf Iten, Vorstand energie-wende-ja für Anregungen, Korrekturlesen.
- Feedbacks bitte an ruedimeier@bluewin.ch

Weitere Unterlagen: www.energie-wende-ja.ch; www.ruedimeier.ch