

ENERGIESTRATEGIE 2050

MONITORING-BERICHT 2024

KURZFASSUNG¹

¹ Mit Daten mehrheitlich bis 2023.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

INHALTS- VERZEICHNIS

4 EINLEITUNG

▶ 8 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

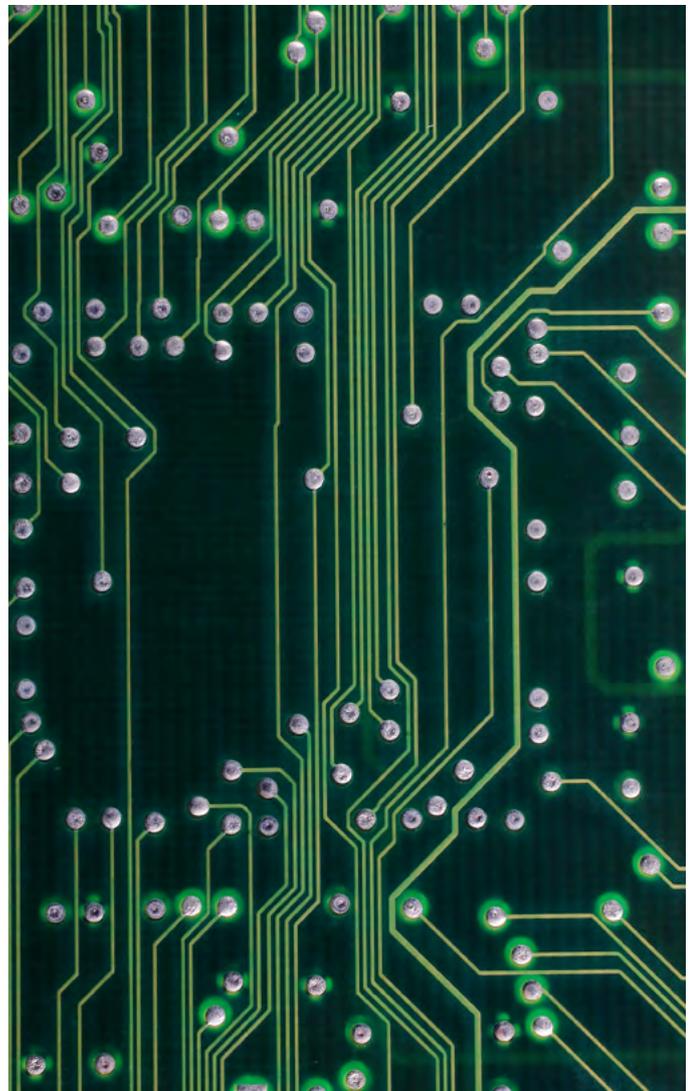
- 9 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 10 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 11 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 12 Stromproduktion aus Wasserkraft

▶ 13 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 14 Status und Dauer der Netzevorhaben im Übertragungsnetz
- 20 Kurzbeschreibung der Planungs- und Realisierungsetappen einzelner Netzevorhaben
- 24 Erdverlegung von Leitungen
- 26 Intelligente Zähler (Smart Meter)

▶ 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 28 Diversifizierung der Energieversorgung
- 29 Auslandabhängigkeit
- 31 Stromversorgungssicherheit: System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit





INHALTS- VERZEICHNIS

- ▶ **35 THEMENFELD
AUSGABEN UND PREISE**
 - 36 Endverbraucherausgaben für Energie
 - 38 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

- ▶ **43 THEMENFELD
CO₂-EMISSIONEN**
 - 44 Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf
 - 45 Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

- ▶ **47 THEMENFELD
FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**
 - 48 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

- ▶ **50 THEMENFELD
INTERNATIONALES UMFELD**
 - 51 Entwicklung der globalen Energiemärkte
 - 53 Entwicklungen in der EU
 - 54 Internationale Klimapolitik
 - 55 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

- 57 LITERATUR- UND QUELLEN-
VERZEICHNIS**

- 60 ABBILDUNGSVERZEICHNIS**





► EINLEITUNG

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie beabsichtigt, schrittweise aus der Kernenergie auszustiegen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dies unter Beachtung einer weiterhin sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Die geltende Energiegesetzgebung, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist, sieht zudem den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie vor, wobei der Bundesrat jüngst auf diesen Entscheid zurückgekommen ist (*siehe nächste Seite*).

Fortsetzung ►►►

Vor dem Hintergrund des Klimaziels für 2050, wonach die Schweiz ab 2050 nicht mehr Treibhausgase in die Atmosphäre ausstossen soll, als durch natürliche und technische Speicher aufgenommen werden, müssen insbesondere im Verkehrs- und Wärmebereich fossile Energieträger zu einem grossen Teil durch erneuerbaren Strom ersetzt werden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023) haben Bundesrat und Parlament die Energiestrategie 2050 umfassend weiterentwickelt; das Schweizer Stimmvolk hat dem Gesetzespaket am 9. Juni 2024 zugestimmt und es wird ab 1. Januar 2025 gestaffelt in Kraft treten. Das Gesetz sieht verschiedene Massnahmen vor, um die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent auszubauen, diese besser ins Stromsystem zu integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu beschleunigen, hat der Bundesrat im Juni 2023 eine Änderung des Energiegesetzes verabschiedet, den sogenannten Beschleunigungserlass (Bundesrat 2023g), welcher sich in parlamentarischer Beratung befindet. Die Vorlage sieht im Wesentlichen vor, Bewilligungsverfahren und Rechtsmittelverfahren für grosse Anlagen zu straffen und den Planungsprozess für den Ausbau des Stromnetzes zu vereinfachen. Der Beschleunigungserlass ergänzt die vom Parlament verabschiedeten Vorlagen zum Wind- und Solarexpress.

Die Ziele der Energiepolitik sind, wie weiter oben mit dem Klimaziel 2050 erwähnt, eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit diesem Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bildeten eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz» des Bundesrats aus dem Jahr 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels (Bundesrat 2021a). Das am 18. Juni 2023 von der Schweizer Bevölkerung angenommene «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» (KIG) verankert das Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung. Es legt zudem Zwischenziele und sektorielle Richtwerte fest. Weiter umfasst das Gesetz, welches Anfang 2025 in Kraft tritt, zeitlich befristete Fördermassnahmen, die die Ablösung fossiler Brennstoffe im Gebäudebereich und in der Industrie vorantreiben sollen. Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase gegenüber dem Stand von 1990 um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Mass-

nahmen sind im revidierten CO₂-Gesetz vorgesehen, dem das Parlament in der Frühlingsession 2024 zugestimmt hat und das nun ebenfalls Anfang 2025 in Kraft tritt. Das Gesetz führt bereits bestehende Massnahmen weiter und enthält eine Reihe neuer gezielter Fördermassnahmen und Anreize, um den Ausstoss von Treibhausgasemissionen zu senken.

Die Versorgungssicherheit muss hinsichtlich der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung besonders beachtet werden. Neben der langfristigen Sicht ist mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den zunehmenden Spannungen im Nahen Osten die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit stark in den Fokus gerückt. Bundesrat und Parlament haben seit Februar 2022 verschiedene Massnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit zu stärken. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht eine obligatorische Wasserkraftreserve vor: Die Betreiber von Stauseen halten von Anfang Februar bis Mitte Mai gegen Entgelt Energie zurück, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Als weitere Bestandteile der Stromreserve sind im Gesetz Speicherbetreiber und grössere Verbraucher mit Potenzial für Lastreduktion aufgeführt. Die Winterreserveverordnung regelt neben dem Einsatz der Wasserkraftreserve zudem eine ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen. Dieser Teil der Stromreserve soll auf eine gesetzliche Grundlage gestellt werden; der Bundesrat hat die Botschaft Anfang März 2024 verabschiedet (Bundesrat, 2024j), die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.

Aufgrund der veränderten Situation auf dem Strommarkt und in der Energiepolitik (Klimaziele und Strombedarf, fossile Gaskraftwerke nur als Stromreserve, geopolitische Unsicherheiten) hat der Bundesrat am 28. August 2024 schliesslich wie eingangs erwähnt einen Richtungsentscheid zur Kernenergie gefällt: Er lehnt die Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» ab, will aber noch in diesem Jahr einen indirekten Gegenvorschlag zur Initiative zu erarbeiten. Darin möchte er im Sinne der Technologieoffenheit das bestehende Neubauverbot für Kernkraftwerke aufheben (Bundesrat, 2024k).

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen. Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu

messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet primär die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV).

Der hier vorliegende Monitoring-Bericht 2024 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2023) behandelt ausgewählte Indikatoren und deskriptive Teile in folgenden sieben Themenfeldern:

-
- **THEMENFELD** **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**
 - **THEMENFELD** **NETZENTWICKLUNG**
 - **THEMENFELD** **VERSORGUNGSSICHERHEIT**
 - **THEMENFELD** **AUSGABEN UND PREISE**
 - **THEMENFELD** **CO₂-EMISSIONEN**
 - **THEMENFELD** **FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**
 - **THEMENFELD** **INTERNATIONALES**
-

➤ Weitere Indikatoren sind in der **ausführlichen Fassung des Monitoring-Berichts** zu finden:
www.energiemonitoring.ch



➤ Wichtige Kennzahlen zur **aktuellen Energieversorgungslage** finden sich auf dem Energie-Dashboard des BFE unter:
www.energiedashboard.admin.ch



► **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**

Die Senkung des Energie- und Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmaßnahmen ist eine der Hauptstossrichtungen der Energiestrategie 2050 und damit ein wichtiger Pfeiler der Energiegesetzgebung. Dasselbe gilt für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, welche den schrittweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten teilweise kompensieren muss. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft ab. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament neue verbindliche Ziele für 2035 und 2050 festgeschrieben. Das Gesetz tritt am 1.1.2025 in Kraft. Die nachfolgenden Grafiken und Kommentare nehmen deshalb auch Bezug auf diese neuen verbindlichen Zielwerte.

ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

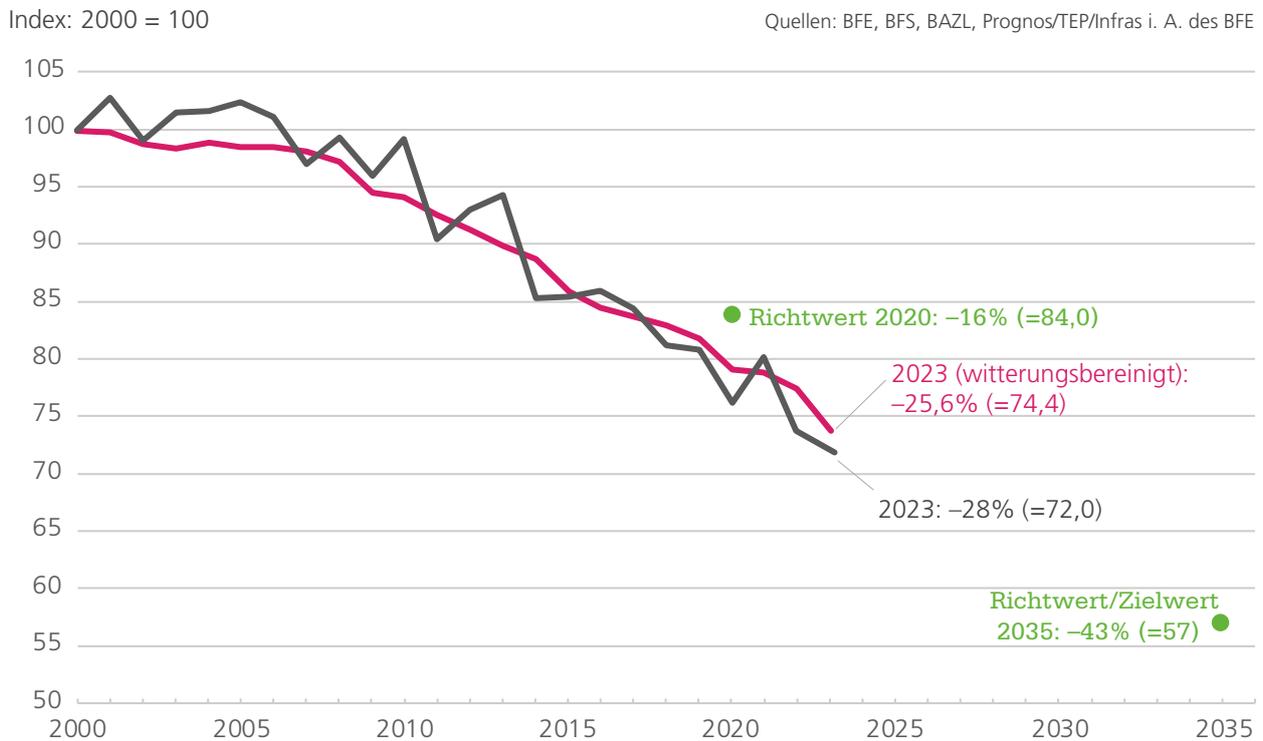


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs² pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2023 um 9,5 Prozent abgenommen hat (um -10,9 Prozent ohne den internationalen Luftverkehr), während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 23,7 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 43 Prozent bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 43 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert im Gesetz verankert. 2023 lag der Endenergieverbrauch pro Kopf bei 78,6 Gigajoule (21,8 MWh) und damit 28 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 25,6 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,9 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 0,3 Prozent zugenommen. Dieser Anstieg ist vorwiegend auf die Verbrauchszunahme des internationalen Luftverkehrs zurückzuführen. Der Effekt der kühleren Witterung (die

Heizgradtage stiegen im Vergleich zum Vorjahr um 1,8%) auf den Energieverbrauch zu Heizzwecken konnte hingegen durch Sparanstrengungen, Effizienzsteigerungen und Substitutionseffekte überkompensiert werden. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2023 abgenommen, da die verbrauchsmindernden Effekte die verbrauchstreibenden Effekte überkompensiert haben. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Zu den verbrauchsmindernden Effekten gehören insbesondere politische Massnahmen und der technologische Fortschritt. Zusätzlich verbrauchsmindernd wirkten sich zwischen 2000 und 2023 Substitutionseffekte aus, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme, Holz und Strom sowie die Substitution von Benzin durch Diesel und in den letzten Jahren ebenfalls zunehmend durch Strom (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024 / BAZL, 2024 / Bundesblatt, 2023 / Prognos / TEP / Infras 2024a + b).

² Ohne internationalen Flugverkehr

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

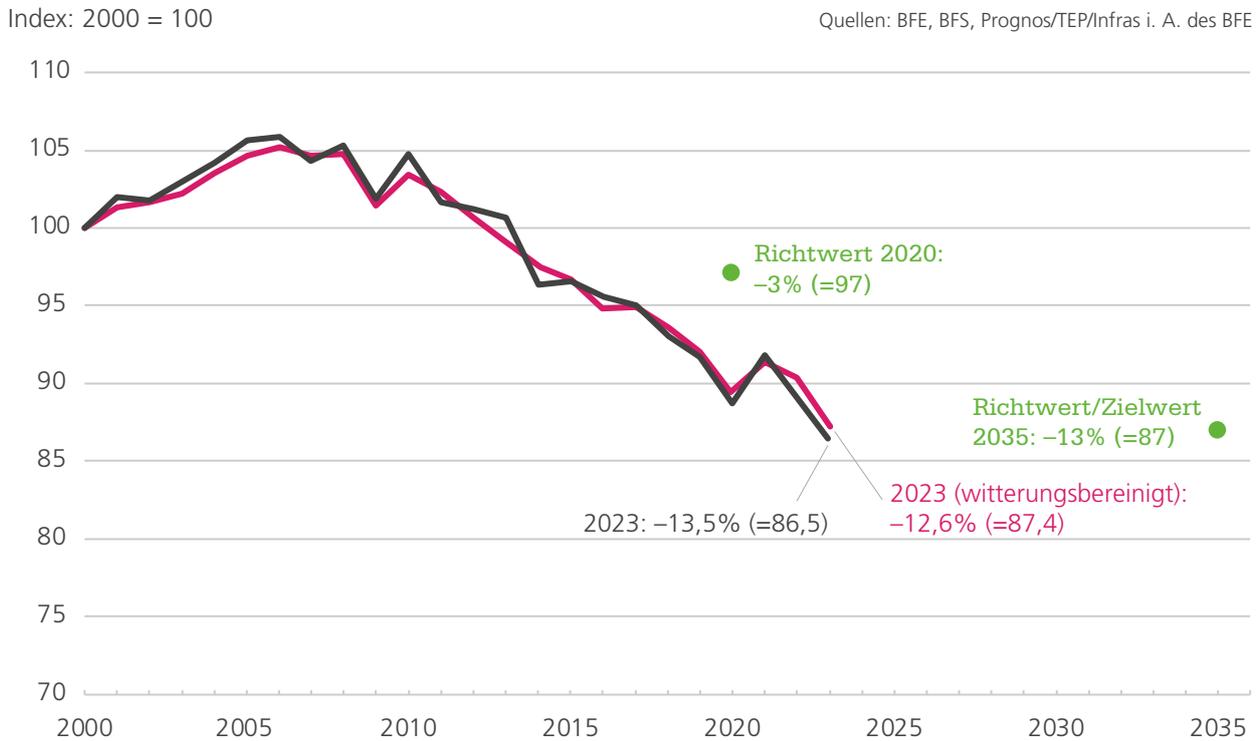


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der absolute Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2023 um 3 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 18,8 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen, derjenige im Jahr 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 13 Prozent bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 13 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert im Gesetz verankert. 2023 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 22,7 Gigajoule (6308 kWh) und damit 13,5 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 12,6 Prozent (vgl. rote Kurve). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,3 Prozent pro Jahr. Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ auf Grund der Elektrifizierung des Energiesystems mittelfristig mit einer

deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung). Deshalb kann der Richtwert / Zielwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2023 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozent abgenommen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000–2023 ist der Stromverbrauch hingegen um 7,1 Prozent gestiegen. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte und zunehmend Substitutionseffekte durch die Elektrifizierung des Energiesystems (Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen und konventionell betriebenen Verbrennern mit Elektrofahrzeugen). Diese verbrauchstreibenden Faktoren konnten durch die technologische Entwicklung (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) sowie energiepolitische Instrumente und politische Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) nicht kompensiert werden (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024 / Bundesblatt, 2023 / Prognos / TEP / Infras 2024a + b / Prognos / TEP / Infras / Ecoplan, 2020).

STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

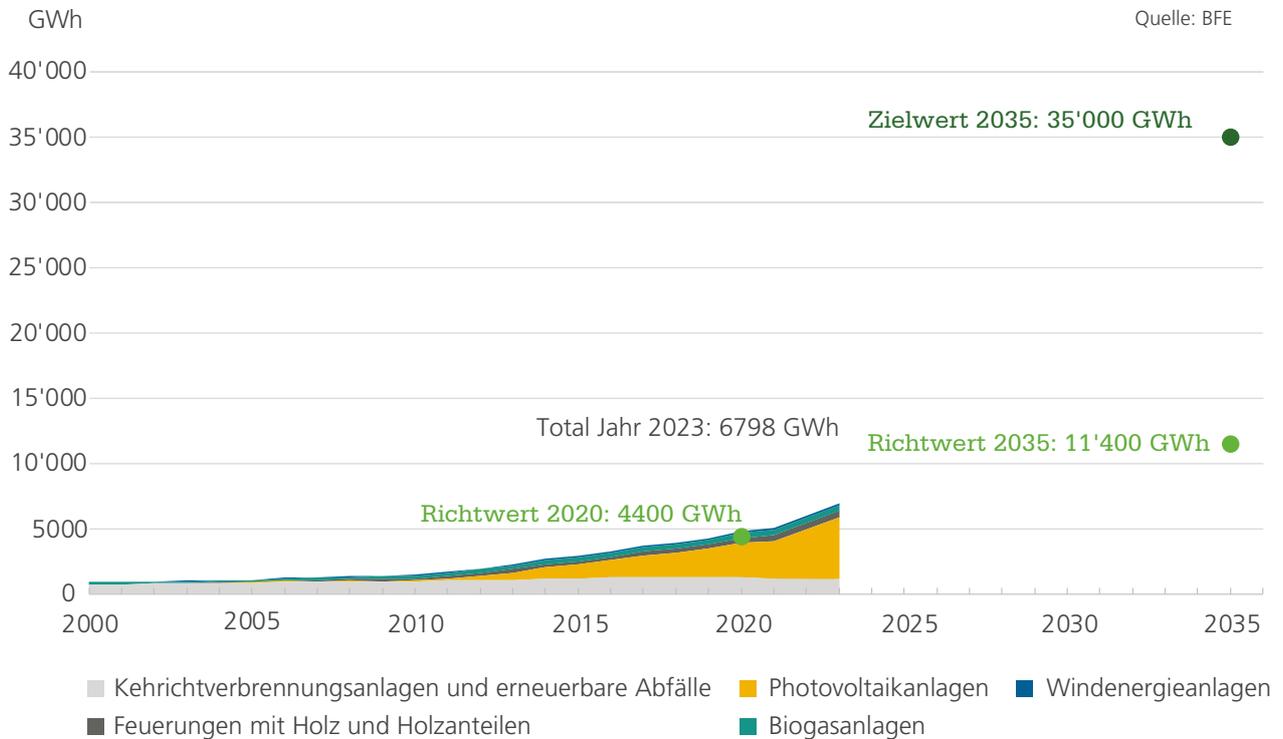


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die in absoluten Zahlen gesetzlich verankerten Richtwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des Gesetzes entspricht. Anzumerken ist, dass diese Richtwerte nicht mehr mit dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Mit Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien gelten ab dem 1.1.2025 neue verbindliche Ausbau- und Effizienzziele für 2035 und 2050.

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2023 betrug die Produktion 6798 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 10,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1402 GWh. 2023 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 786 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 415,1 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um

diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 383,5 GWh pro Jahr erforderlich. Ein deutlich höherer Zuwachs von 2350,2 GWh pro Jahr ist erforderlich, damit der im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien für 2035 festgeschriebene Zielwert von 35'000 GWh erreicht werden kann. Das Gesetz tritt am 1.1.2025 in Kraft. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass der Ausbau nicht bei allen erneuerbaren Stromproduktionsarten im gleichen Tempo erfolgt: Seit 2010 hat die Photovoltaik (PV) absolut gesehen am stärksten zugelegt. Rund 68 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion (ohne Wasserkraft) bei. Deutlich geringer fiel das Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (Anteil 2023: 15,4%), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2023: 7,9%), aus Biogas (Anteil 2023: 6,1%), Windenergie (Anteil 2023: 2,5%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quellen: BFE, 2024a / Bundesblatt, 2023).

STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

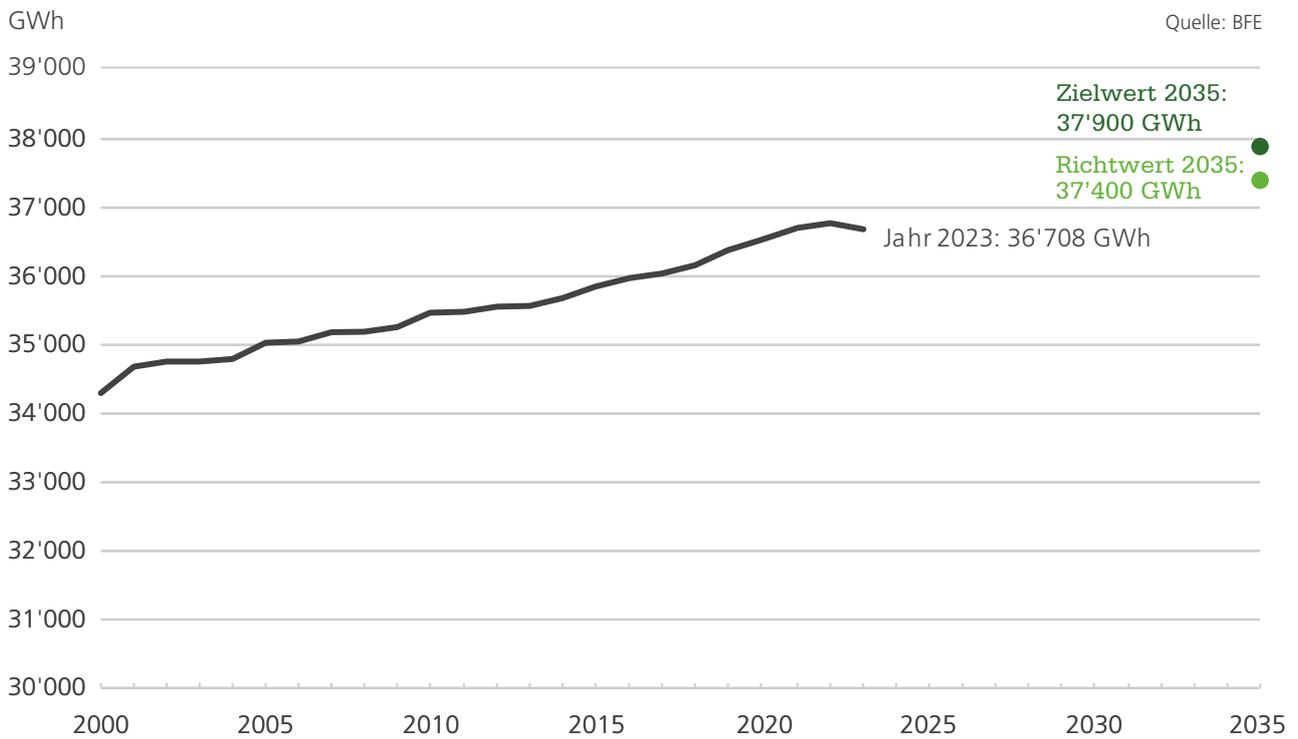


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung³ von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000

Abbildung 4 zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 praktisch kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist. 2023 (Stand 1.1.2024) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'708 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'488 GWh. Um den Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 63,8 Prozent erreicht. 2023 hat die mittlere Produktionserwartung gegenüber dem Vorjahr um 66 GWh abgenommen. Verantwortlich dafür war vor allem die unterdurchschnittliche Hydrologie der vergangenen Jahre im Tessin und in Graubünden. Seit 2012 hat die mittlere Produktionserwartung im Durchschnitt um 95 GWh pro Jahr zugenommen. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 58 GWh notwendig. Um den verbindlichen Zielwert

des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 von 37'900 GWh zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 99 GWh nötig (Quelle: BFE, 2024f).

³ Mittlere Produktionserwartung zuzüglich Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb. Hinweis: Basisjahr, Zeitreihe und Grafik wurden aufgrund einer ausserordentlichen Korrektur der WASTA nachträglich angepasst (vgl. Medienmitteilung BFE vom 5. Mai 2022).

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
ENERGIEVERBAUCH UND -PRODUKTION
 (ausführliche Fassung Monitoringbericht)





► NETZENTWICKLUNG

Die Energiestrategie 2050 und der damit verbundene Umbau des Energiesystems sowie das internationale Umfeld stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Darauf zielt auch das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze⁴ (Strategie Stromnetze) als Teil der Energiestrategie 2050 ab, welches seit 2019 in Kraft ist. Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze.

⁴ vgl. www.netzentwicklung.ch

STATUS UND DAUER DER VORHABEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Sie machen Vorgaben für die Bedarfsermittlung des Aus- und Umbaus der Schweizer Stromnetze, optimieren die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte und geben Kriterien vor für die Entscheidungsfindung zwischen Erdverlegung oder Freileitung. Die Regelungen beabsichtigen, die Transparenz im Netzplanungsprozess zu erhöhen und insgesamt die Akzeptanz von Netzvorhaben zu verbessern. Das schweizerische Übertragungsnetz steht dabei besonders im Fokus: Es muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter muss es die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien, welche nicht auf den unteren Netzebenen kompensiert werden kann, durch Importe und Exporte sowie durch die Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

ABLAUF UND PHASEN EINES NETZVORHABENS DES ÜBERTRAGUNGSNETZES

VORPROJEKT: Als Grundlage für das Sachplanverfahren erarbeitet die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ein Vorprojekt mit den wichtigsten Eckpunkten des Netzvorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und endet in der Regel mit der Einreichung des Gesuches um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL). Wenn ein Vorhaben noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und damit noch in einer sehr frühen Planungsphase ist, wird es im Monitoring als **Projektidee** bezeichnet.

SACHPLAN ÜBERTRAGUNGSLEITUNGEN (SÜL): Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (*siehe S. 15*) ein Sachplanverfahren durchgeführt werden. Für den Bereich der elektrischen Leitungen ist der SÜL massge-

bend. Verantwortlich für die SÜL-Verfahren ist das Bundesamt für Energie (BFE), unterstützt vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Im Sachplanverfahren wird in einem ersten Schritt ein **Planungsgebiet** und in einem zweiten Schritt ein **Planungskorridor** für die künftige Leitungsführung bestimmt. Zusammen mit der Festsetzung des Planungskorridors wird auch die Frage nach der anzuwendenden **Übertragungstechnologie** (Freileitung oder Erdkabel) beantwortet. Die SÜL-Phase startet mit der Einreichung des SÜL-Gesuchs von Swissgrid und endet mit dem Entscheid zur Festsetzung des Planungskorridors durch den Bundesrat im entsprechenden Objektblatt. Diese Festsetzung ist behördenverbindlich, d.h. die Behörden haben diese im Plangenehmigungsverfahren und bei ihren weiteren raumwirksamen Tätigkeiten zu berücksichtigen.

BAUPROJEKT: Nach der Festsetzung des Planungskorridors wird das Netzvorhaben von Swissgrid in einem Bauprojekt konkret ausgearbeitet. Dabei hat

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid legte im April 2015 eine strategische Netzplanung vor⁵, welche den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gemäss Energiestrategie 2050 berücksichtigt und bis ins Jahr 2025 entsprechende Projekte zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes vorsieht. Das vorliegende Monitoring verfolgt Status und Dauer von Netzvorhaben auf der Übertragungsebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (vgl. *Abbildung 5*).

Eine zentrale Grundlage für die Netzplanung ist der mit der Strategie Stromnetze gesetzlich eingeführte so genannte energiewirtschaftliche Szenariorahmen, welchen der Bund alle vier Jahre überprüft und nachführt. Der Szenariorahmen stellt für die Netzbetreiber eine politisch abgestützte Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Der Bundesrat hat im November 2022 den ersten solchen Szenariorahmen genehmigt und er ist damit behördenverbindlich (Bundesrat, 2022a). Swissgrid aktualisiert derzeit auf Basis des Szenari-

rahmens ihre Mehrjahresplanung und reicht diese anschliessend bei der ElCom zur Prüfung ein. Anschliessend publiziert Swissgrid das Strategische Netz 2040 mit den darin enthaltenen Projekten voraussichtlich im Frühling 2025.

Der Bundesrat will den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen, unter anderem sollen dafür Übertragungsleitungen künftig grundsätzlich als Freileitungen realisiert werden: Er hat deshalb am 26. Juni 2024 eine Vernehmlassung zu einer Revision des Elektrizitätsgesetzes eröffnet, welche bis am 17. Oktober 2024 dauerte und derzeit ausgewertet wird (Bundesrat, 2024d). Weitere Massnahmen auch zur Beschleunigung des Planungsprozesses für den Ausbau des Stromnetzes sind im sogenannten Beschleunigungserlass für den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken vorgesehen (Bundesrat, 2023c). Der Bundesrat hat die Botschaft im Juni 2023 verabschiedet, sie befindet sich aktuell in der parlamentarischen Beratung (vorgesehen ist, dass der Bund bei der Sachplanung für Höchstspannungsleitungen statt zuerst ein Planungsgebiet direkt den Planungskorridor festlegt).

⁵ vgl. www.swissgrid.ch > Strategisches Netz

sie zu gewährleisten, dass die Leitung in der bestimmten Übertragungstechnologie ausgeführt wird und das Leitungstrasse innerhalb des festgesetzten Planungskorridors zu liegen kommt. Im vorliegenden Monitoring startet die Phase Bauprojekt in der Regel mit der Festsetzung des Planungskorridors (entspricht dem Ende der SÜL-Phase) und endet mit der Einreichung des Plangenehmigungsgesuchs von Swissgrid beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI). Bei Projekten ohne SÜL richtet sich der Start des Bauprojekts nach der entsprechenden SIA-Norm.

PLANGENEHMIGUNGSVERFAHREN (PGV): Das ausgearbeitete Bauprojekt (Auflageprojekt) reicht Swissgrid zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch beim ESTI ein. Damit wird das Plangenehmigungsverfahren (PGV) eingeleitet. Das ESTI ist zuständig für die Prüfung der Dossiers und die Erteilung der Plangenehmigung. Im PGV wird überprüft, ob das Vorhaben den Sicherheitsvorschriften und den gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des Umwelt- und Raumplanungsrechts, entspricht. Gleichzeitig wird geprüft, ob das Netzvorhaben mit den Interessen von Privaten (Grundeigentümer, Anwohner)

vereinbar ist. Wenn das ESTI nicht alle Einsprachen erledigen oder Differenzen mit den beteiligten Bundesbehörden nicht ausräumen kann, überweist es die Unterlagen ans BFE. Dieses führt das Plangenehmigungsverfahren weiter und erlässt, sofern das Vorhaben den gesetzlichen Anforderungen entspricht, eine Plangenehmigung. Damit wird auch über allfällige (auch enteignungsrechtliche) Einsprachen entschieden. Gegen diesen Entscheid können Parteien Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer) und nachfolgend in bestimmten Fällen auch beim Bundesgericht (BGer) einreichen. Hat das BFE das Plangenehmigungsgesuch gutgeheissen und gehen innerhalb der gesetzlichen Frist keine Beschwerden ein, wird die Plangenehmigung rechtskräftig und Swissgrid kann das Leitungsprojekt realisieren.

REALISIERUNG: Im Monitoring wird der Start der Phase Realisierung gleichgesetzt mit dem Datum eines rechtskräftigen Plangenehmigungsentscheid. Mit Inbetriebnahme des Netzvorhabens endet die Realisierung.

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁶	GEPLANTE INBETRIEBNAHME ⁷
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis ▪ Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône–Ebene ▪ Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis ▪ Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz ▪ Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz 	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
2. Bickigen–Chippis (Gemmileitung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV ▪ Installation eines Kuppeltransformators 220 / 380 kV in der Schaltanlage Chippis ▪ Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit 	PGV BFE	2029
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km ▪ Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV ▪ Eliminierung bestehender Engpass ▪ Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit 	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis–Mörel–Lavorgo auf 124 km (Chippis–Stalden bleibt bei 220 kV) ▪ Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km ▪ Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin ▪ Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses 	4.1. PGV BFE 4.2. Realisierung (Mörel–Ernen) / in Betrieb (Ernen–Ulrichen) 4.3. Realisierung (Agarn–Stalden) / PGV BFE (Chippis–Agarn) 4.4. PGV BFE	2032
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km ▪ Beseitigung struktureller Engpässe ▪ Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren 	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. Bauprojekt 5.4. Bauprojekt	2031
6. Bassecourt–Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt ▪ Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit 	in Betrieb	2023 abgeschlossen und in Betrieb

Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)

⁶ Stand 15.10.2024⁷ Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS	GEPLANTE INBETRIEBNAHME
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen ▪ Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggiatal aus Wasserkraft erzeugten Energie ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin 	Projektidee	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km ▪ Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt 	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV ▪ Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz 	9.1. SÜL 9.2. Vorprojekt / Bauprojekt. ⁸	2040
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal ▪ Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino» ▪ Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggiatals erzeugten Energie ▪ Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden 	SÜL	2035
11. Flumenthal–Frolool	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ersatz bestehende rund 33 km lange 145-kV-Verteilnetzleitung durch neue 220-kV-Höchstspannungsleitung, als Teil des strategischen Netzes ▪ Neue Leitung erhöht Versorgungssicherheit im Grossraum Basel und der ganzen Schweiz ▪ Projekt soll Siedlungsgebiete zwischen Flumenthal und Therwil entlasten – neue Leitung wird mit möglichst weiter Distanz zu Siedlungsgebieten geplant ▪ Nach Inbetriebnahme wird bestehende Verteilnetzleitung komplett zurückgebaut 	SÜL	2036
Anschluss Nant de Drance NdD_1 Le Verney / Rosel–Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz–Châtelard NdD_3 Châtelard–Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz ▪ Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid ▪ Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien 	NdD_1 in Betrieb NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb

Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)

⁸ Vorhaben 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung) wird bei Swissgrid als «Vorprojekt» behandelt, solange es mehrere Varianten gibt (mit / ohne Bündelung Bahnprojekt Grimselbahn). Im Monitoring ES2050 wird das Projekt als «Bauprojekt» bezeichnet, weil der SÜL-Korridorentscheid für die Stromleitung grundsätzlich gefallen ist.

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS	GEPLANTE INBETRIEBNAHME
ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille–Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf 	Realisierung	2025
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)–Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)–Waldegg OS_4 Obfelden–Waldegg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380- / 220-kV-Leitung. ▪ Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil 	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Bauprojekt	2030
Gryнау–Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz) ▪ Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee / Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden 	PGV BFE	2028
Amsteg–Mettlen AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ) ▪ AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. 2. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet. 	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2040
Airolò–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels ▪ Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airolò–Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant. ▪ Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa. ▪ Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 70 Masten, die derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft. 	PGV ESTI	2029
Marmorera–Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höchstspannungsleitung zwischen Marmorera und Tinzen in der Region Albula (GR) entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik und muss ersetzt werden (Spannung 220 kV wie heute). ▪ Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbraucherzentren im Mittelland. 	SÜL	2032

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)

Quellen: BFE, Swissgrid

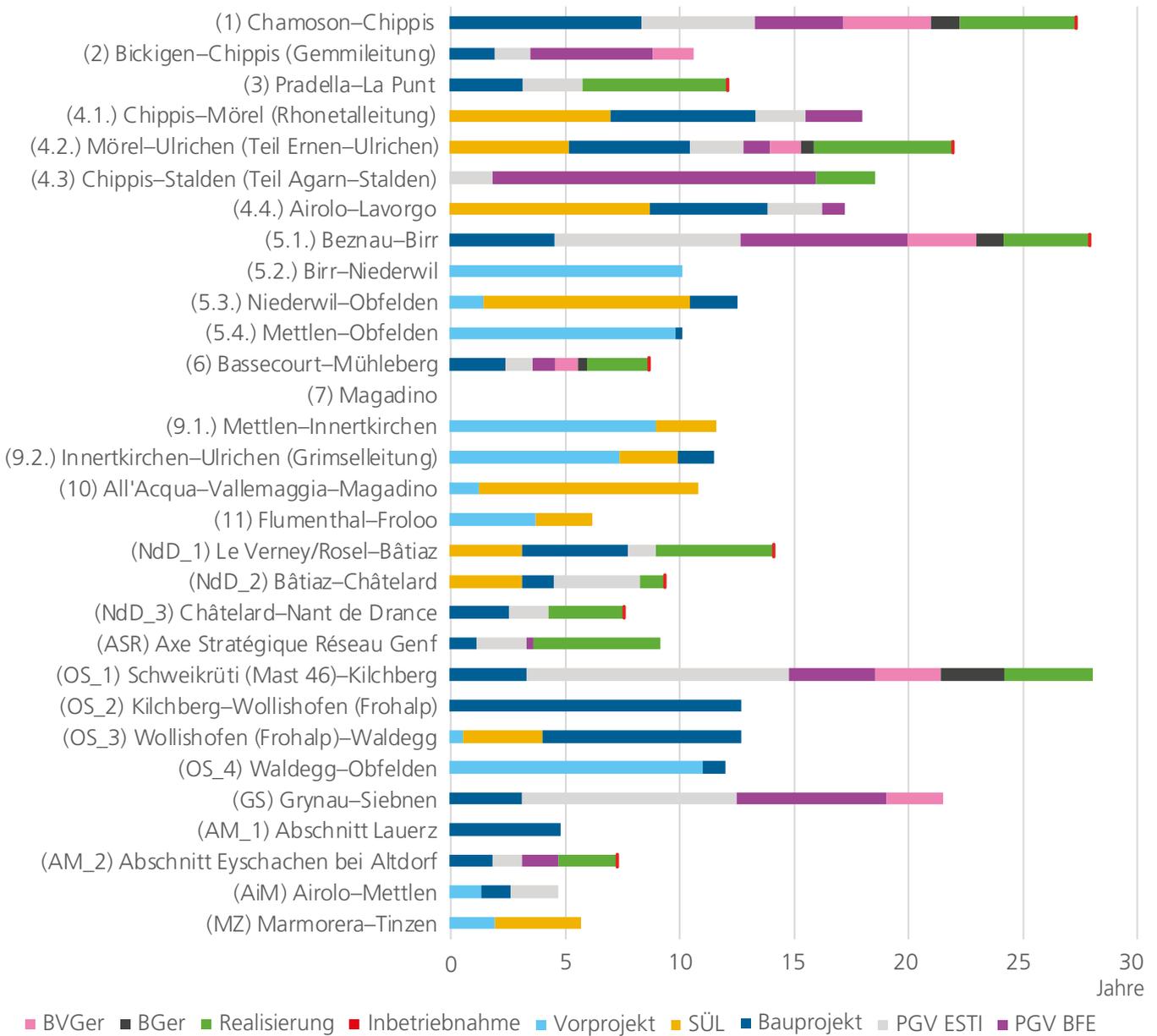


Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren⁹

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in **Abbildung 6** die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schlaufen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und / oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheid bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden.

⁹ **Methodische Anmerkungen:** a) bei Netzvorhaben mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Vorhaben mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen eruierbar, weshalb sie in der Grafik teilweise fehlen; c) für vereinzelte Stichdaten, die heute nicht mehr genau bekannt sind, wurden in Abstimmung mit Swissgrid Annahmen getroffen; d) wenn die Gerichtsinstanzen einen PGV-Entscheid ans BFE zurückwiesen, wurde die zusätzlichen Verfahrensdauer je hälftig der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

KURZBESCHREIBUNG DER PLANUNGS- UND REALISIERUNGSETAPPEN EINZELNER NETZVORHABEN (STAND: 15. OKTOBER 2024)

1. Chamoson–Chippis

Der Neubau der Leitung von Chamoson nach Chippis im Kanton Wallis wurde bereits vor der Erarbeitung des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL) initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2017 erfolgte ein wichtiger Meilenstein: Mit Urteil vom 1. September 2017 wies das Bundesgericht die Beschwerden gegen den Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 14. Dezember 2016 ab und bestätigte damit in letzter Instanz den PGV-Entscheid des BFE vom 19. Januar 2015. Danach leitete Swissgrid die Realisierung der neuen Freileitung ein. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018, nach vier Jahren Bauzeit hat Swissgrid die Leitung Ende September 2022 in Betrieb genommen. Teilweise noch offen ist der im Zusammenhang mit den Vorhaben verfügte Rückbau von Leitungen Dritter, was auf den Betrieb der Leitung Chamoson–Chippis jedoch keine Auswirkungen hat.

2. Bickigen–Chippis

Für die Spannungserhöhung und Modernisierung der bestehenden Leitung zwischen Bickigen und Chippis konnte wegen der nur geringen Raumwirksamkeit des Vorhabens auf die Durchführung eines SÜL-Verfahrens verzichtet werden. Nach einer rund zweijährigen Bauprojektphase startete Mitte 2015 das PGV beim ESTI, welches das Dossier knapp zwei Jahre später ans BFE weiterleitete. Dieses erteilte im Februar 2022 die Plangenehmigung. Gegen diese Verfügung gingen jedoch verschiedene Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein. Das Gericht hiess die Beschwerden Mitte Dezember 2023 teilweise gut und überwies das Plangenehmigungsdossier zur Neubeurteilung im Sinne der Erwägungen ans BFE zurück. Im Verfahren sind nun weitere Abklärungen hinsichtlich einer möglichen Reduktion des sogenannten Coronalärms (durch kleinste Entladungen unter Hochspannungsleitungen) sowie bezüglich der Thematik der nichtionisierenden Strahlung zu treffen. Die Realisierung des Vorhabens verzögert sich durch das Beschwerdeverfahren und die Rückweisung ans BFE um voraussichtlich weitere zwei Jahre bis 2029.

3. Pradella–La Punt

Im Rahmen der Netzverstärkung wurde auf der bestehenden rund 50 Kilometer langen Leitung zwischen Pradella und La Punt durchgehend ein zweiter 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Dieser ersetzt die auf der bestehenden Freileitung zwischen Zernez und Pradella aufgelegte 220-kV-Energieableitung aus dem Kraftwerk Ova Spin. Die Energie aus dem Kraftwerk Ova Spin wird über ein 110-kV-Talnetz abgeführt. Für das Vorhaben Pradella–La Punt war wegen geringer Raumwirksamkeit kein SÜL-Verfahren erforderlich. Bauprojekts- und PGV-Phase dauerten je rund drei Jahre. Mitte 2016 ging das Vorhaben in die Realisierung und Swissgrid nahm die Leitung im November 2022 in Betrieb.

4. Chippis–Lavorgo

Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis–Lavorgo ist für das Jahr 2032 geplant. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

4.1. Chippis–Mörel (Rhonetalleitung)

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechseinhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Im Rahmen des PGV prüft das BFE auf Antrag des Kantons Wallis und aufgrund einer neuen Verkabelungsstudie nochmals sachplanerische Fragestellungen im Abschnitt Agarn–Mörel. Aufgrund der Erkenntnisse aus diesen Fragestellungen musste das BFE bei der Swissgrid ergänzende Unterlagen und Studien hinsichtlich einer allfälligen Verkabelung der Leitung im Abschnitt Chippis–Agarn (Pfywald) einfordern. Die Unterlagen werden dem BFE voraussichtlich Ende Mai 2025 eingereicht werden können.

4.2. Mörel–Ulrichen

Der Neubau der Leitung durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; der Teilabschnitt zwischen Ernen und Ulrichen ist seit Mitte Oktober 2019 in Betrieb; im Teilabschnitt Mörel–Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga–Binnachra–Hockmatta–Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE genehmigte mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante mit Urteil vom 26. März 2019 bestätigte. Dieses Urteil blieb unangefochten und die Plangenehmigung wurde rechtskräftig. Die Bauarbeiten sind im Gange.

4.3. Chippis–Stalden

Für den Strangnachzug auf der Teilstrecke Agarn–Stalden lief ein mehrjähriges Plangenehmigungsverfahren beim BFE, welches im Frühling 2022 rechtskräftig abgeschlossen werden konnte und seither in der Realisierung ist. Es handelt sich dabei um ein altrechtliches Verfahren, welches noch ohne Sachplaneintrag eingeleitet werden konnte. Für die Teilstrecke Chippis–Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) allerdings festgesetzt, dass diese Teilstrecke parallel zur Rhonetalleitung durch den Pfywald geführt werden muss. Dementsprechend wurde das Plangenehmigungsgesuch für den Neubau dieser Teilstrecke zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch für die Rhonetalleitung Ende März 2019 beim ESTI eingereicht. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Somit befindet sich auch die Teilstrecke Chippis–Agarn im PGV beim BFE (*siehe 4.1 Chippis–Mörel*).

4.4. Airolo–Lavorgo

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befand sich über vier Jahre im Bauprojekt. Ende April 2020 reichte Swissgrid das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI ein, welches es Mitte September 2022 ans BFE überwies. Das BFE sistierte das laufende Plangenehmigungsverfahren zwischenzeitlich, weil diverse Unterlagen überarbeitet werden mussten. Seit Mitte März 2024 bis voraussichtlich Mitte Januar 2025 ist das Vorhaben wiederum sistiert.

5. Beznau–Mettlen

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzzorhabens Beznau–Mettlen ist für 2031 vorgesehen. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

5.1. Beznau–Birr

Die Leitung mit der Teilverkabelung Riniken «Gäbihubel» wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2016 wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht: Die Plangenehmigung des BFE wurde rechtskräftig und mit ihr die Realisierung initiiert. Die Bauarbeiten für die Kabeltrasse konnten entgegen der ursprünglichen Planung erst im August 2018 in Angriff genommen werden. Sie schritten indes zügig voran und am 19. Mai 2020 konnte Swissgrid die Leitung in Betrieb nehmen, inklusive der erwähnten Teilverkabelung, wo erstmals ein längeres Teilstück einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt wurde.

5.2. Birr–Niederwil

Das Vorprojekt für den Leitungsabschnitt ist seit September 2022 abgeschlossen. Das weitere Vorgehen ist in Abklärung.

5.3. Niederwil–Obfelden

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befand sich mehrere Jahre im SÜL-Verfahren; 2016 erfolgte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt, Ende August 2022 setzte der Bundesrat den Planungskorridor fest. Swissgrid hat anschliessend die Ausarbeitung des Bauprojekts gestartet.

5.4. Mettlen–Obfelden

Der Leitungsabschnitt befand sich mehrere Jahre in der Vorprojektphase. Diese wurde zwischenzeitlich ausgesetzt, um den Bundesratsentscheid zum Planungskorridor sowie Übertragungstechnologie abzuwarten (*siehe 5.3*). Im Juni 2024 entschied das BFE, dass auf ein SÜL-Verfahren verzichtet werden kann, da das Vorhaben zur Erhöhung der Betriebsspannung von 220 auf 380 kV keine erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat. Swissgrid bereitet nun das PGV-Dossier zu Händen des ESTI vor.

6. Bassecourt–Mühleberg

Die Höchstspannungsleitung Bassecourt–Mühleberg wurde bereits 1978 durch das ESTI für eine Betriebsspannung von 380 kV bewilligt, jedoch bis heute nur mit einer Spannung von 220 kV betrieben. Für die nun vorgesehene Spannungserhöhung war wegen der geringen räumlichen Auswirkungen des Vorhabens gegenüber der bestehenden Situation kein SÜL-Verfahren nötig. Nach einer rund zweieinhalbjährigen Bauprojektphase reichte Swissgrid das PGV-Dossier am 30. Juni 2017 beim ESTI ein. Gegen das Projekt gingen mehrere Einsprachen ein. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE, welches am 22. August 2019 die Plangenehmigung erteilte. Dieser Entscheid wurde von verschiedenen Beschwerdeführern ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Mit Urteil vom September 2020 wies das Bundesverwaltungsgericht die Beschwerden ab, soweit es darauf eintrat. Der Entscheid wurde ans Bundesgericht weitergezogen. Mit Urteil vom 23. März 2021 wies dieses die Beschwerden ab und die Realisierung wurde eingeleitet, am 21. November 2023 ging die Leitung mit einer Spannung von 380 kV in Betrieb.

7. Magadino

Für das Vorhaben wird derzeit eine Vorstudie erstellt, welche mehrere Varianten vorschlägt, um danach das Vorprojekt einzuleiten. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2035 vorgesehen.

8. Génissiat–Foretaille

Swissgrid hat den Umfang des Vorhabens angepasst und auf die Harmonisierung der Engpässe in Frankreich und der Schweiz reduziert. Auf die ursprünglich vorgesehene Verstärkung der Leitung Foretaille–Verbois auf Schweizer Seite mit einem Leiterseilersatz wird verzichtet. Der Nachzug von Leiterseilen auf der französischen Seite der Leitung Génissiat–Verbois und die entsprechenden Anpassungen am Leitungsschutz in der Schweiz und Frankreich sind gemäss Swissgrid ausreichend, der Engpass in Frankreich sei dadurch aufgehoben. Das Vorhaben wurde 2018 abgeschlossen und ist in Betrieb.

9. Mettlen–Ulrichen

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens ist aktuell für 2040 vorgesehen. Es ist in zwei Teilabschnitte gegliedert, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

9.1. Mettlen–Innertkirchen

Der Leitungsabschnitt befand sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte Swissgrid beim BFE die Durchführung eines SÜL-Verfahrens für eine neue Leitungseinführung in das Unterwerk in Innertkirchen. Dieses wurde jedoch Anfang Juni 2021 auf Antrag der Gesuchstellerin abgeschrieben, weil die Leitungsführung in das SÜL-Verfahren für die gesamte Leitung integriert werden sollte. Das SÜL-Verfahren für die Gesamtstrecke startete Ende Juni 2021. Mitte November 2022 teilte das BFE das Planungsgebiet mit. Im Mai 2023 reichte Swissgrid dem BFE die Unterlagen für die 2. Phase des SÜL-Verfahrens zur Festsetzung des Planungskorridors ein, welches seither am Laufen ist.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimseleitung)

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimseleitung) auf durchgehend 380 kV ist ein Schlüsselement in der strategischen Netzplanung 2025. Für den Leitungsabschnitt beantragte Swissgrid Anfang Juli 2020 die Durchführung eines SÜL-Verfahrens. Der Bundesrat hat im Februar 2022 zwei mögliche Planungskorridore festgesetzt: Im Falle der rechtzeitigen Realisierung des Projekts Grimsebahn wird die Leitung mit dem Bahnprojekt gebündelt und in einem parallel zum Bahntunnel verlaufenden Kabelstollen errichtet; andernfalls wird die Leitung in einem Kabelstollen zwischen Innertkirchen und Oberwald verlegt. In beiden Fällen wird die Leitung zwischen Oberwald und Ulrichen als Freileitung realisiert.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

Die Planung des Leitungsvorhabens im Gebiet All'Acqua–Maggiatal–Magadino (sowie des oben erwähnten Teilprojekts 4.4. Airolo–Lavorgo) basiert auf einer 2013 durchgeführten umfangreichen Studie über die Neuordnung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im «Alto Ticino», welche die Ziele der Sanierung und Modernisierung der Leitungen mit denen der Raumplanung koordinierte. Daraufhin wurde das Vorprojekt erarbeitet und 2015 startete das SÜL-Verfahren. 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses für die Durchführung des Sachplanverfahrens in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Die Festsetzung des Planungskorridors auf der Strecke Avegno–Magadino verzögert sich allerdings wegen der Standortfrage für das Unterwerk Magadino, welches sich im Perimeter des Moorschutzgebietes «Piano di Magadino» befindet. Derzeit läuft die Anhörung für den vom BFE vorgeschlagenen Planungskorridor über alle drei Etappen, der Bundesratsentscheid zur Festsetzung wird für Ende 2024 erwartet. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen.

11. Flumenthal–Froloo

Das Vorprojekt für die neue 220-kV-Übertragungsleitung zwischen Flumenthal (SO) und Froloo (Gemeinde Therwil, BL) startete 2018, Anfang April 2022 reichte Swissgrid dem BFE das Gesuch zum Start des Sachplanverfahrens ein. Die Inbetriebnahme ist Ende 2036 vorgesehen.

(Quellen: BFE / Swissgrid, 2024 / Swissgrid 2015)

➤ Beschreibung von weiteren ausgewählten Projekten siehe [ausführliche Fassung des Monitoring-Berichts](#)



ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

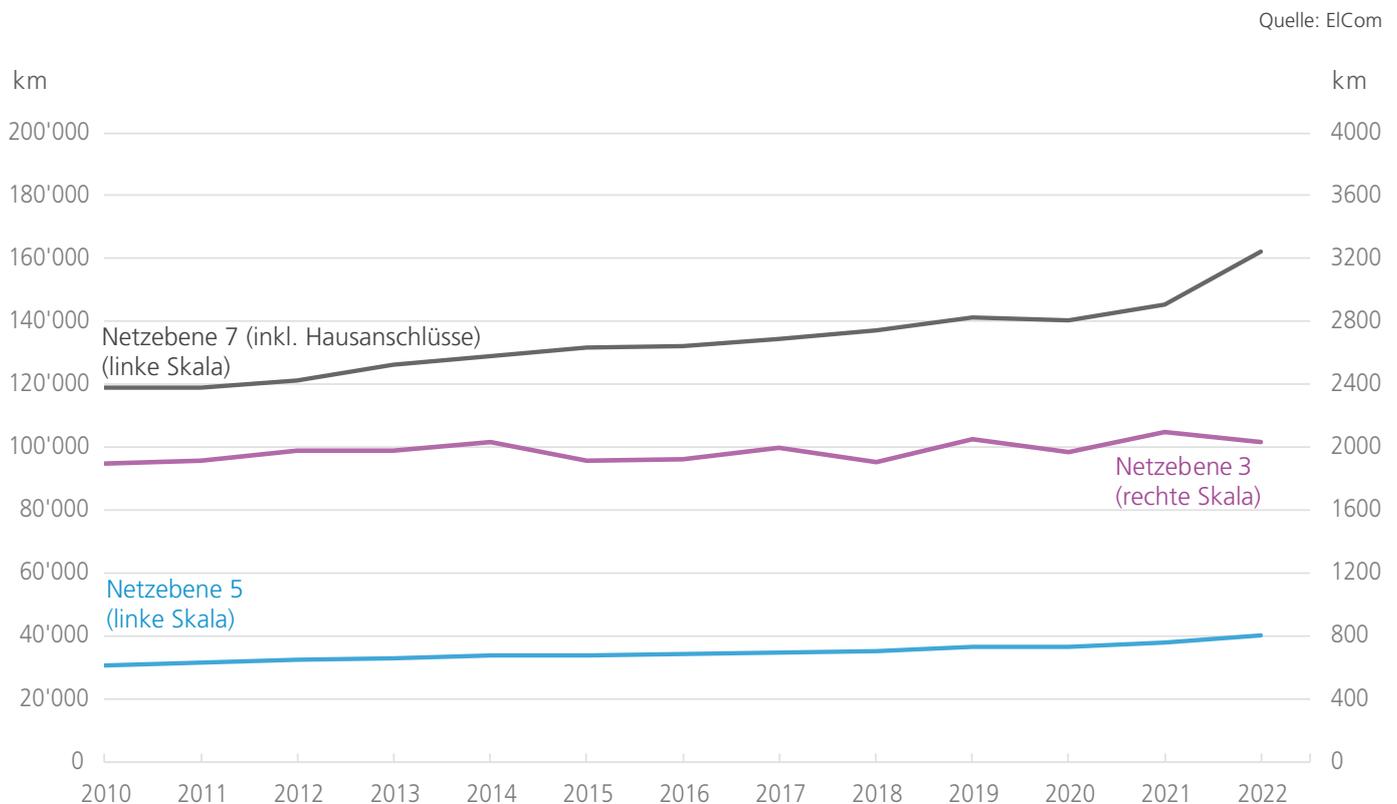


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien¹⁰ entschieden werden. Wie erwähnt will der Bundesrat den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen. Er schlägt im Rahmen einer Revision des Elektrizitätsgesetzes darum unter anderem vor, Übertragungsleitungen künftig grundsätzlich als Freileitungen zu realisieren. Die Vorlage war bis am 17. Oktober 2024 in der Vernehmlassung. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern

ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie **Abbildung 7** zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. violette Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig aus-

geprägt. Zudem zeigten sich immer wieder (letztmals zwischen 2021 und 2022) rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 225'844 Kilometern, wovon über 90 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von gut 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau–Birr» (siehe S. 22) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg/Riniken wurde erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Im Rahmen des Anschlussprojekts des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance wurde der Leitungsabschnitt «Bâtiaz–Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende

220-kV-Freileitung, die das Rohntal auf einer Länge von 1,2 Kilometern durchquerte. Seit Anfang April 2022 ist dieser Abschnitt in Betrieb (siehe Abbildung 5). Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf auf einer Länge von 4,5 Kilometern. Im Weiteren soll künftig die 220-kV-Höchstspannungsleitung Airolo–Mettlen auf einer Länge von rund 18 Kilometern zwischen Airolo und Göschenen unterirdisch im Gotthard-Strassentunnel geführt werden (Quellen: ElCom, 2024 / BFE / Swissgrid, 2024).

10 vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [Freileitung oder Kabel \(admin.ch\)](#). Im Rahmen einer Revision des Elektrizitätsgesetzes schlägt der Bundesrat u.a. vor, dass im Übertragungsnetz künftig ein Freileitungsgrundsatz gelten soll (siehe Abbildung 5). Verkabelungen müssten nur dann geprüft werden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Dies etwa, wenn eine Freileitung den Schutz vor nichtionisierender Strahlung beeinträchtigen würde oder den Schutz von Objekten, die gemäss Natur- und Heimatschutz von nationaler Bedeutung sind.

INTELLIGENTE ZÄHLER (SMART METER)

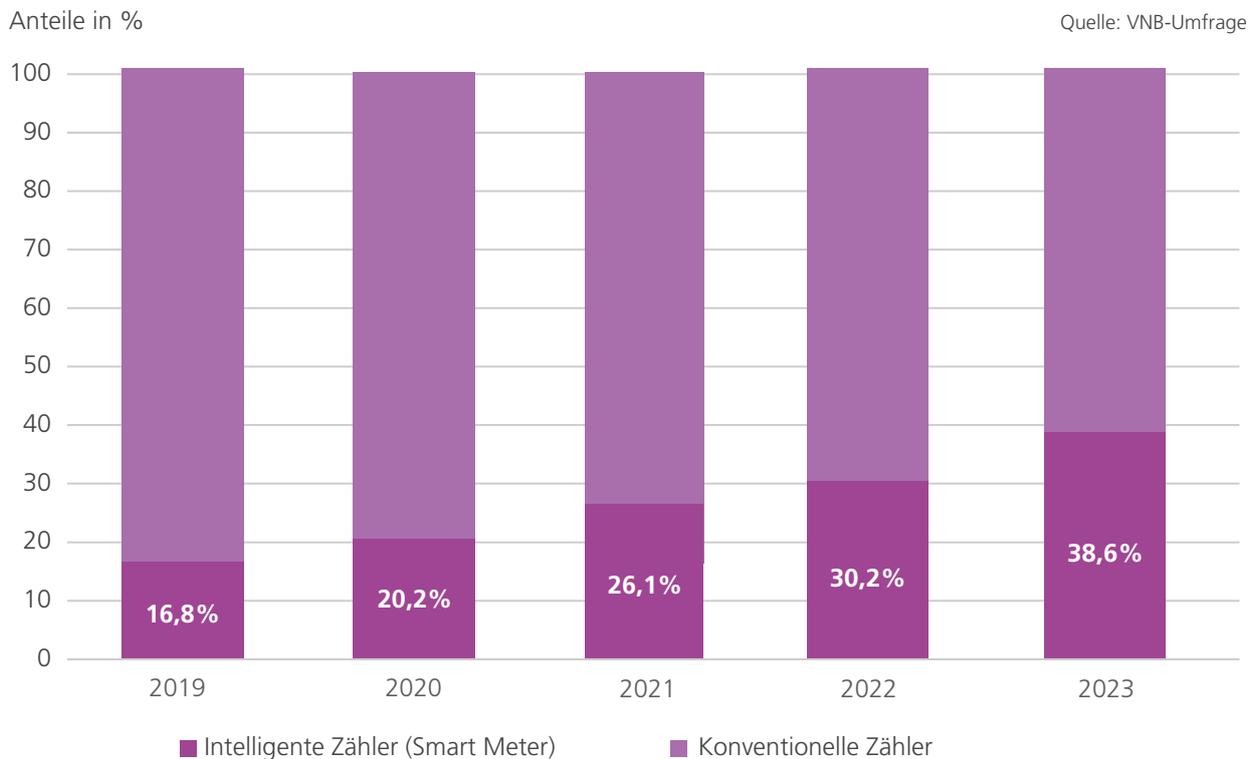


Abbildung 8: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern¹¹

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restli-

chen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionsfähigkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2023 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 2'240'109 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von fast 39 Prozent, wie **Abbildung 8** zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2024).

¹¹ Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
NETZENTWICKLUNG
 (ausführliche Fassung Monitoringbericht)





► **VERSORGUNGS- SICHERHEIT**

Bei der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung ist die Versorgungssicherheit besonders zu beachten. Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bereits bisher hohe Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist auch im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Aus einer energieübergreifenden Perspektive beobachtet das Monitoring mit der Gliederung der Energieträger (Diversifizierung) und der Auslandabhängigkeit Indikatoren, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft, dem Ausbau der Erneuerbaren, der Stärkung der Energieeffizienz und der längerfristigen Dekarbonisierung respektive Elektrifizierung des Energiesystems ist zudem der Bereich Strom im Fokus.

DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

Abbildung 9 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe für den internationalen Flugverkehr) 2023 über 46 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 26 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 12 Prozent. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2023 gegenüber dem Vorjahr um 1,5 Prozentpunkte zugenommen und liegt damit etwa auf gleichem Niveau wie im Jahr 2000. Diese Zunahme ist vor allem auf den gestiegenen Absatz von Flugzeugtreibstoff zurückzuführen. Trotz der kühlen Witterung sind die Anteile der Brennstoffe Öl (–0,4 Prozentpunkte im Jahresvergleich) und Gas (–1 Prozentpunkte) gesunken. Dabei dürften die wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine noch hohen Energiepreise, die stärkere Sensibilisierung aufgrund der angespannten Situation sowie Substitutionseffekte eine Rolle gespielt haben. Längerfristig (zwischen 2000 und 2023) ist der Anteil der Erdölbrennstoffe um 13 Prozentpunkte zurückgegangen – bedingt durch den Ersatz von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Aus diesem Grund haben die Anteile von allen anderen Energieträgern (ausser Kohle) zugenommen: Erdgas (+1,3 Prozentpunkte), Strom (+4 Prozentpunkte), Holz und Holzkohle (+2,2 Prozentpunkte), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,8 Prozentpunkte) und Fernwärme (+1,4 Prozentpunkte). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2024a).

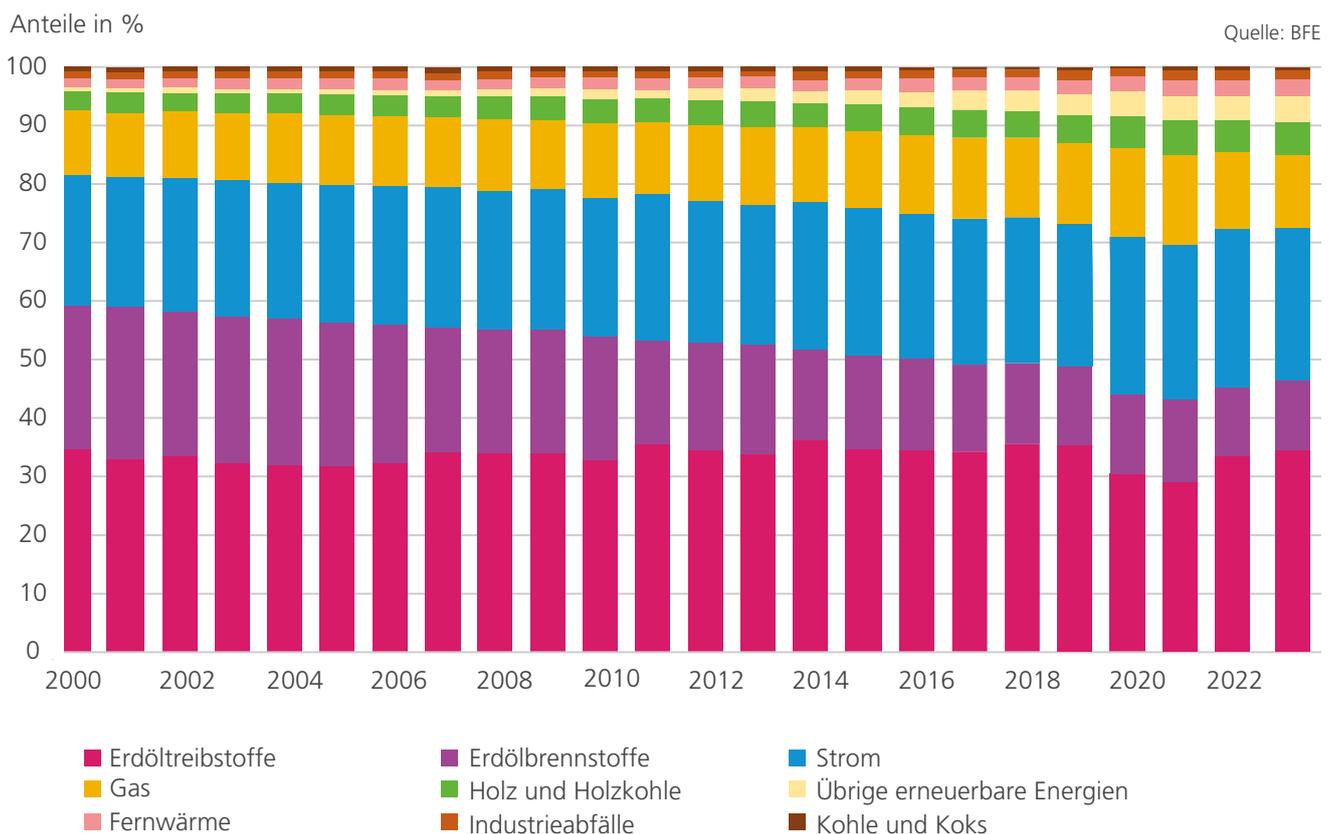


Abbildung 9: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

AUSLANDABHÄNGIGKEIT

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und einer verbesserten Energieeffizienz verringert werden. Die Schweiz bleibt jedoch Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in Anlehnung an das MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen¹²) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist

auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.

Abbildung 10 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Nach der langanhaltenden Trockenheit im Jahr 2022, die zu einer starken Abnahme der Wasserkraftproduktion führte, hat die Inlandproduktion im Jahr 2023 wieder zugenommen und erreichte ein so hohes Niveau wie nie seit dem Jahr 2000. Die Wasserkraft bleibt die wichtigste inländische Energiequelle,

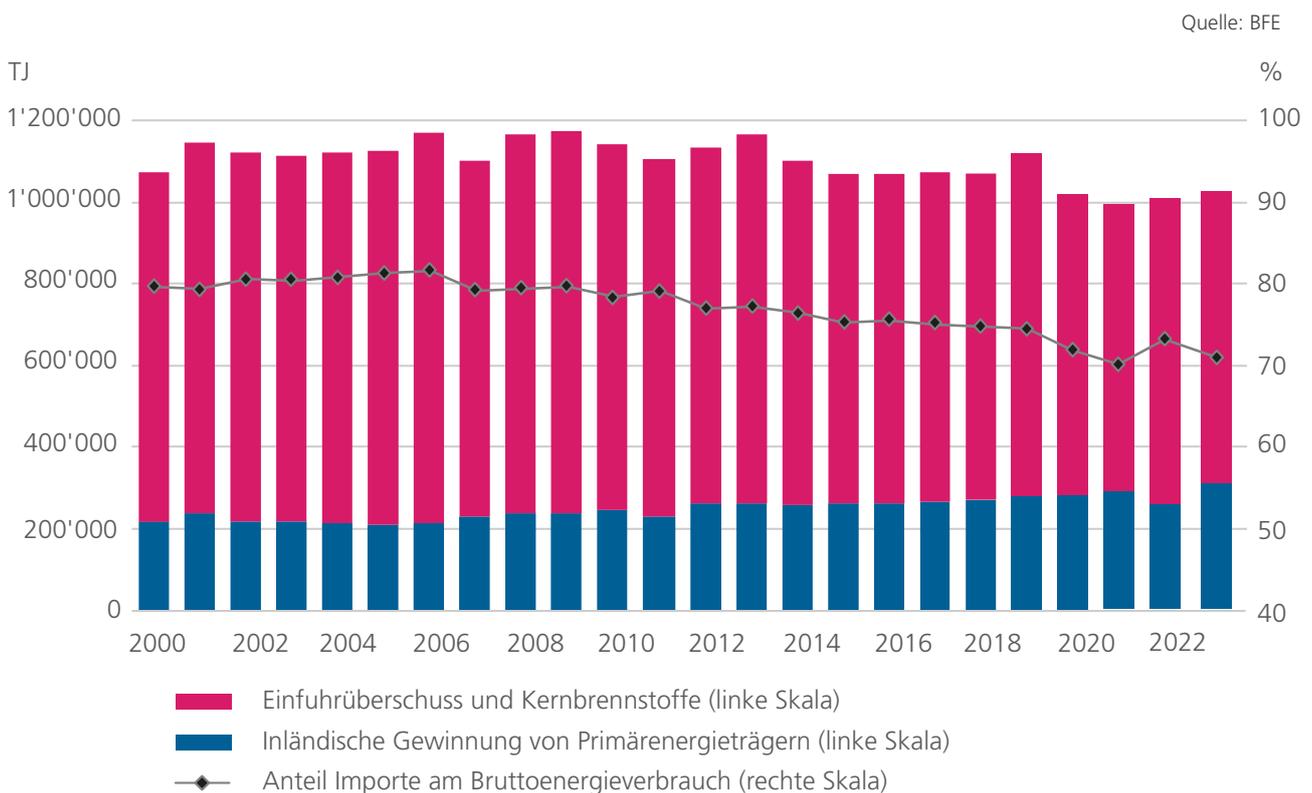


Abbildung 10: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%)

während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Die Bruttoimporte setzen sich im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen. Wie die schwarze Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und bis 2021 rückläufig. 2022 ist die Auslandabhängigkeit wieder gestiegen, insbesondere wegen des Rückgangs der inländischen Produktion und der starken Zunahme der Flugtreibstoffimporte. 2023 ist die Auslandabhängigkeit zwar wieder zurückgegangen, sie bleibt aber nach wie vor auf hohem Niveau: 2023

betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 71,2 Prozent (2022; 73,7%, 2021: 70,7% und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis muss allerdings mit Vorsicht interpretiert werden, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen (Quellen: BFE, 2024a / BFS / BAFU / ARE, 2024).

12 Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT: SYSTEM ADEQUACY UND WINTERPRODUKTIONSFÄHIGKEIT

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und die längerfristige Dekarbonisierung des Energiesystems bringen grosse Herausforderungen für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das am 1.1.2025 in Kraft treten wird, sind verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vorgesehen. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023). Seit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der damit verbundenen Befürchtung einer Gasknappheit steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit auch weiterhin im Fokus. Der Bundesrat hat dazu bereits verschiedene Massnahmen erlassen und das BFE im Sommer 2022 beauftragt, eine Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Winter 2022/23 zu verfassen. Zudem hat die ElCom 2023 ihre Analysen zur Versorgungssicherheit 2025 aktualisiert.

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die länderübergreifenden Stromübertragungsnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy» (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung des Austausches

mit dem Ausland betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind die verwendeten Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sind folglich keine Vorhersagen, sondern dienen als Indikation darauf, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind.

Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy (Winter 2022/23): Aufgrund der angespannten Lage in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine wurde im Auftrag des BFE und in Begleitung von ElCom und BWL eine SA-Studie für den Winter 2022 / 23 durchgeführt. Die Studie kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022 / 23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch in Extremsituationen nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für die folgenden Winter ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben.

In der Studie wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Gas und Kernkraftwerken untersucht und simuliert. Es wurden auch Kombinationen von meteorologischen Bedingungen und Kraftwerksausfällen durchgespielt und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen berechnet. Einzig in den Szenarien mit Gasknappheit oder einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke konnte der Stromverbrauch nicht jederzeit komplett gedeckt werden. In den wahrscheinlichsten Szenarien kann der Energieverbrauch mit den in der Folge genannten Massnahmen gedeckt werden. Mit einer Wasserkraftreserve kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines temporä-

ren Reservekraftwerks in Birr (AG) und weiterer Reservekraftwerke und Notstromgruppen können die allenfalls fehlende Energie unabhängig vom Markt zusätzlich ins System bringen. Die weiteren Massnahmen wie die Erhöhung der Kapazitäten im Übertragungsnetz, der Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen und die temporäre Reduktion der Restwasserabgabe stärken die Winterversorgung zusätzlich. Auch die freiwilligen Verbrauchsreduktionen von Wirtschaft und Gesellschaft leisten einen wichtigen Beitrag (Quelle: BFE / ECom / BWL, 2022).

Ende 2022 publizierte das BFE eine SA-Studie mit **Zeithorizont bis zum Jahr 2040**. Basierend auf den Energieperspektiven 2050+, welche insbesondere auch das Klimaziel Netto-Null bis 2050 berücksichtigen, wird in dieser Studie eine Beurteilung der mittel- und langfristigen Stromversorgungssicherheit vorgenommen. Weitere Einflussgrössen wurden ebenfalls betrachtet, u.a. mit Hinblick auf das Fehlen eines Stromabkommens. Nicht berücksichtigt wurde hingegen aus zeitlichen Gründen eine mögliche Gasknappheit (siehe S. 31: *kurzfristige SA-Studie*). Die Studie bis zum Jahr 2040 hat gezeigt, dass für die Schweizer Versorgungssicherheit insbesondere drei Dimensionen von zentraler Bedeutung sind: die Wasserkraft, die Importkapazität und die europäische Gesamtentwicklung. Bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen bleiben auch grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite unkritisch. Die weiteren Ergebnisse sind in der Folge kurz zusammengefasst:

- Das europäische Stromversorgungssystem wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend von den Wetterbedingungen abhängig. Rein physikalisch und auf Basis der angenommenen Szenarien betrachtet, kann die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen im Jahr 2040 zu einem ungedeckten Stromverbrauch von maximal 250 GWh in der Schweiz führen. Aus der Marktperspektive betrachtet, zeigen sich für die Schweiz allerdings keine Probleme, sofern sie gut in das europäische Gesamtsystem integriert ist.

- Ohne Kooperation mit Europa besteht für die Schweiz das Risiko, dass es ab 2030 bei einzelnen Wetterkonstellationen zu Versorgungsengpässen kommen kann, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen (Stand 2019) für den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht angepasst werden. Die Auswirkungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und des dringlichen Bundesgesetzes über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter sind hier noch nicht berücksichtigt.

- Bei einem effektiv beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe – ausser bei einer sehr starken Elektrifizierung in einzelnen ungünstigen Wetterkonstellationen.

- Treten zusätzlich zu den limitierten Austauschkapazitäten (das heisst im Falle ohne Kooperation) noch grössere Ereignisse in der Schweiz oder den Nachbarländern auf (bspw. ein Ausfall von Kraftwerken) hat dies allerdings erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einer derartigen Situation hilft dann jegliche zusätzliche inländische Energie, wobei insbesondere die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft zentral ist, da die zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System integriert werden kann (Quelle: Universität Basel / ETHZ / Consentec, 2022).

Ergänzend publiziert der europäische Verband ENTSO-E jährlich das sogenannte European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Die Analysen von 2023 zeigen für die Schweiz **mit Zeithorizont bis 2033** keine relevanten Versorgungsengpässe, wobei die Sicherheitsmargen in den nächsten Jahren gering bleiben. Da Versorgungssicherheit einen länderübergreifenden Aspekt hat, bleibt es wichtig, dass die Schweiz gut in das europäische Gesamtsystem integriert bleibt. Der Bericht kommt weiter zum Schluss, dass die Reduktion von Austauschkapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern

einen negativen Einfluss auf die Schweiz und auf die umliegenden Länder hat. Um zu verhindern, dass es zu einer Reduktion der Austauschkapazitäten kommt hat Swissgrid einen technischen Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North¹³» abgeschlossen und arbeitet am Abschluss eines technischen Vertrags mit der Kapazitätsberechnungsregion «CORE¹⁴». Der ERAA 2024 wurde im November 2024 ACER vorgelegt. (Quelle: ENTSO-E, 2023).

Die ECom hat 2023 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, ihre Analyse zur **Versorgungssicherheit 2025** mit angepassten Szenarien neu zu rechnen. Andererseits hat die ECom ihre Berechnungen zur **Winterproduktionsfähigkeit** bis 2035 mit neuen Prognosen zur Laufzeit der Kernkraftwerke, der Stromnachfrage sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien aktualisiert.

In der SA-Studie für das Jahr 2025 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2023 aufgrund der Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst (insb. Betrieb von Beznau 1 und 2 über 2025 hinaus).

Im aktualisierten Referenzszenario kommt es in keiner der Simulationen 2025 zu Versorgungsproblemen. Auch im evaluierten Stressszenario (mit Gasknappheit und tiefer KKW-Verfügbarkeit) treten in den meisten Simulationen keine Knappheiten auf, sie sind jedoch nicht gänzlich auszuschliessen. In einem «Worst Case» wäre mit einer fehlenden Strommenge von rund 500 Gigawattstunden (GWh) zu rechnen. Wird der in der Simulation relativ hoch angenommene internationale Redispatch (Kraftwerkseingriffe zur Netzstabilisierung) auf die Hälfte reduziert, sinkt die fehlende Strommenge auf 113 GWh.

Für den längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035 hat die ECom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktu-

alisiert. Der Fokus liegt dabei auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und damit die Importmöglichkeiten ausgeklammert werden. Die Analyse liefert damit vereinfachende Messgrössen für die längerfristige Resilienz der Schweizer Versorgung. In der Analyse werden zwei Kennzahlen erhoben. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier Winterproduktion der ECom – der Importbedarf der Schweiz im Winterhalbjahr als Kenngrösse. Andererseits werden ergänzend die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters, wenn die Saisonspeicher bereits zu grossen Teilen geleert sind, selber versorgen könnte, wenn Importe aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär ausfallen würden.

Dabei definiert die ECom Szenarien aufgrund verschiedener Prognosen anerkannter Institute sowie politischer Ziele. Als Richtgrössen für eine minimale Resilienz werden die vom Parlament definierten Winterimportgrenzen (5000 GWh bzw. 20 Prozent des durchschnittlichen Stromverbrauchs im Winterhalbjahr) bzw. mindestens 22 Tage Eigenversorgungsfähigkeit (ungefährer aktueller Wert) unterstellt. Beide Kennzahlen illustrieren die sehr grosse Ungewissheit über die Entwicklung der Versorgungsresilienz: Um die Richtgrössen (bei unterstellter KKW-Laufzeit von 60 Jahren) einzuhalten, wären je nach unterstelltem Szenario zwischen 0 und 1400 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 2100 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die ECom eine thermische Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 400 Megawatt (MW) für das Jahr 2025 und 700 bis 1400 MW ab 2030. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können.

Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Corneaux 1 (NE), 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen¹⁵, ca. 110 MW Leistung. Ende Juli 2023 hatte des BFE die ers-

te Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 für ein Volumen von 400 MW gestartet. Die Ausschreibung wird seit Juni 2024 nicht mehr weiterverfolgt, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Das BFE hat stattdessen Direktverhandlungen mit den Anbietern aufgenommen. (Quellen: Swissgrid, 2023 / Elcom, 2023 / BFE 2024f)

13 Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

14 Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien

15 Für die Notstromgruppen wird ein Dauerleistungsbetrieb angestrebt.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
VERSORGUNGSSICHERHEIT
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)



► **AUSGABEN UND PREISE**

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems infolge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernkraft und weiterer tiefgreifender Veränderungen im Energieumfeld, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucherausgaben für Energie und den Energiepreisen.

ENDVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE

Index: 2001 = 100

Quellen: BFE, BFS

Mrd. Fr.

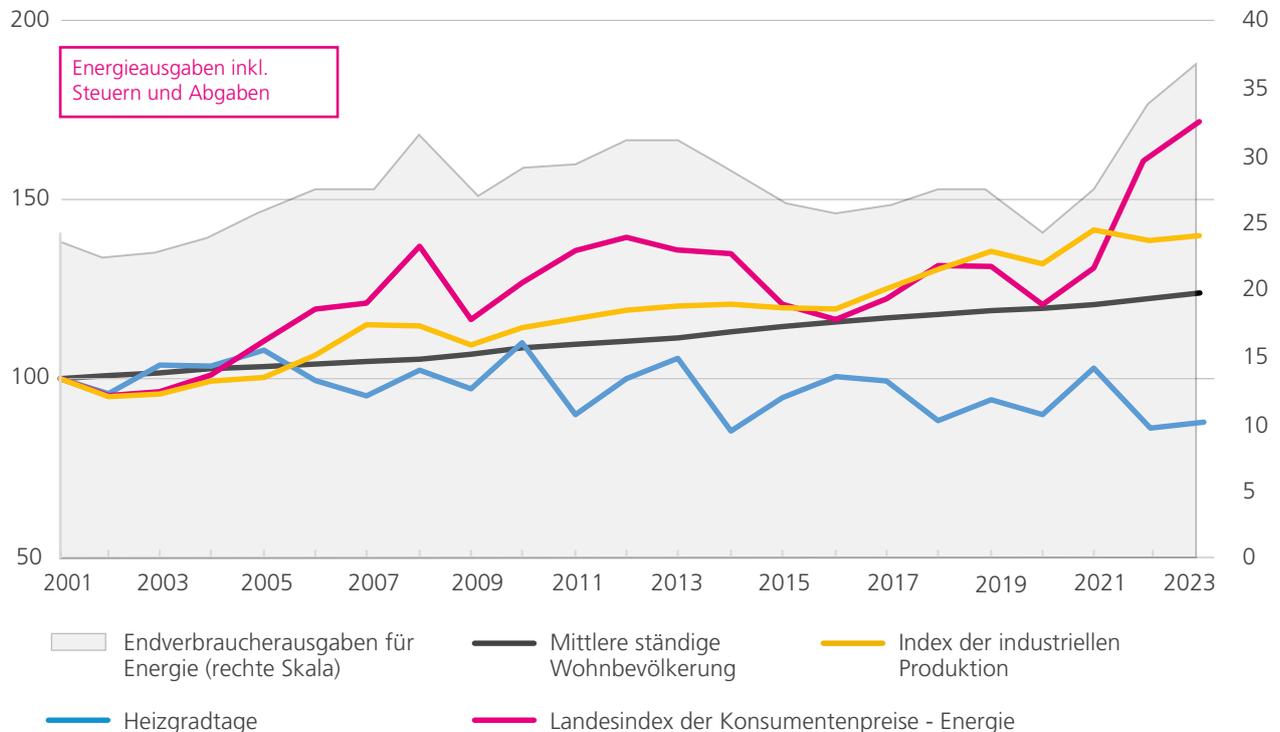


Abbildung 11: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2023 rund 36,4 Mrd. Franken betragen. Im Jahr 2020 hatten die Ausgaben mit 24,1 Mrd. Franken den tiefsten Wert seit 2004 erreicht hatten. Seither sind sie verhältnismässig stark angestiegen: 2021 um 13 Prozent (auf rund 27,3 Mrd. Franken), 2022 um 22 Prozent (auf 33,2 Mrd. Franken) und letztes Jahr um weitere 10 Prozent. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Energiepreise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindex der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, um rund 30 Prozent innerhalb der letzten beiden Jahre. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg der Ausgaben zwischen 2021 und 2023 beim Strom (62%) und beim Gas (40%). Auf die fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas, Kohle)¹⁶ entfielen 2023 mit 18,4 Mrd. Franken rund die Hälfte der Gesamtausgaben für Energie – seit 1980 war dieser Anteil noch nie so tief. Für Strom wurden rund 16,9 Mrd. Franken ausgegeben,

die restlichen Ausgaben entfielen auf Holz sowie Fernwärme (680 Mio. Franken)¹⁷. Zwischen 2001 und 2020 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,3 Prozent pro Jahr. In den Jahren 2021 und vor allem 2022 sowie 2023 stiegen die Ausgaben stark an, was dazu führte, dass im vergangenen Jahr 51 Prozent oder 12,3 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben wurde als im Jahr 2020. Die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2023 beträgt als Folge davon 2,1 Prozent. Dazu beigetragen haben der Anstieg der industriellen Produktion (jährlich 1,5 Prozent) und der Bevölkerung (jährlich 0,9 Prozent). Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man

spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage. Aufgrund der Covid-19-Pandemie wurde im Jahr 2020 weniger Energie verbraucht, insbesondere Treibstoff, was zusammen mit tiefen Preisen zu ausserordentlich tiefen Ausgaben für Energie führte. 2021 nahmen die verbrauchten Mengen und Ausgaben wieder zu und die Jahre 2022 sowie 2023 waren von den stark steigenden Preisen und den damit verbundenen hohen Ausgaben gekennzeichnet – dies obwohl in diesen zwei Jahren die verbrauchten

Mengen bei den Energieträgern zu Heizzwecken (v.a. Gas und Heizöl) und beim Strom u.a. aufgrund der milden Witterung (tiefe Anzahl Heizgradtage) zurückgingen. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024).

16 Im Jahr 2023 waren 3,6% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte

17 In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.).

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

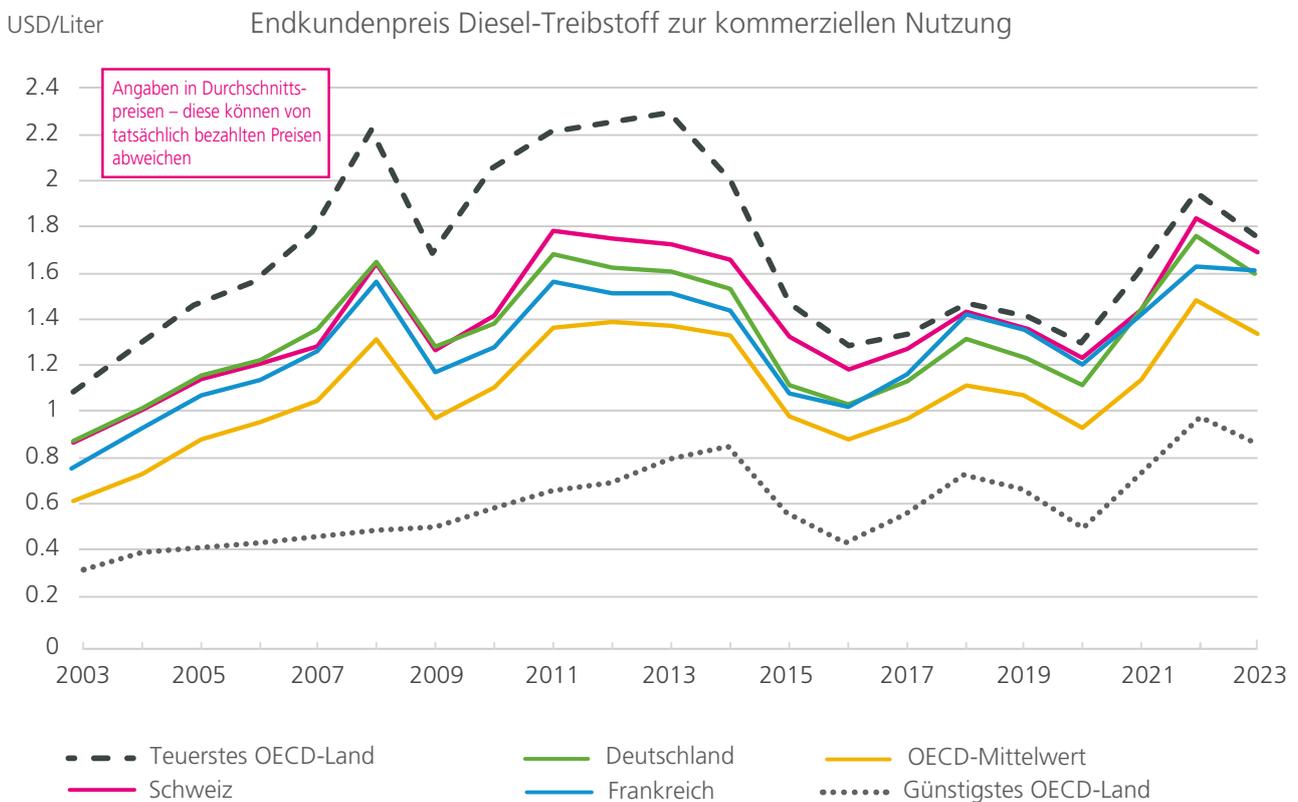
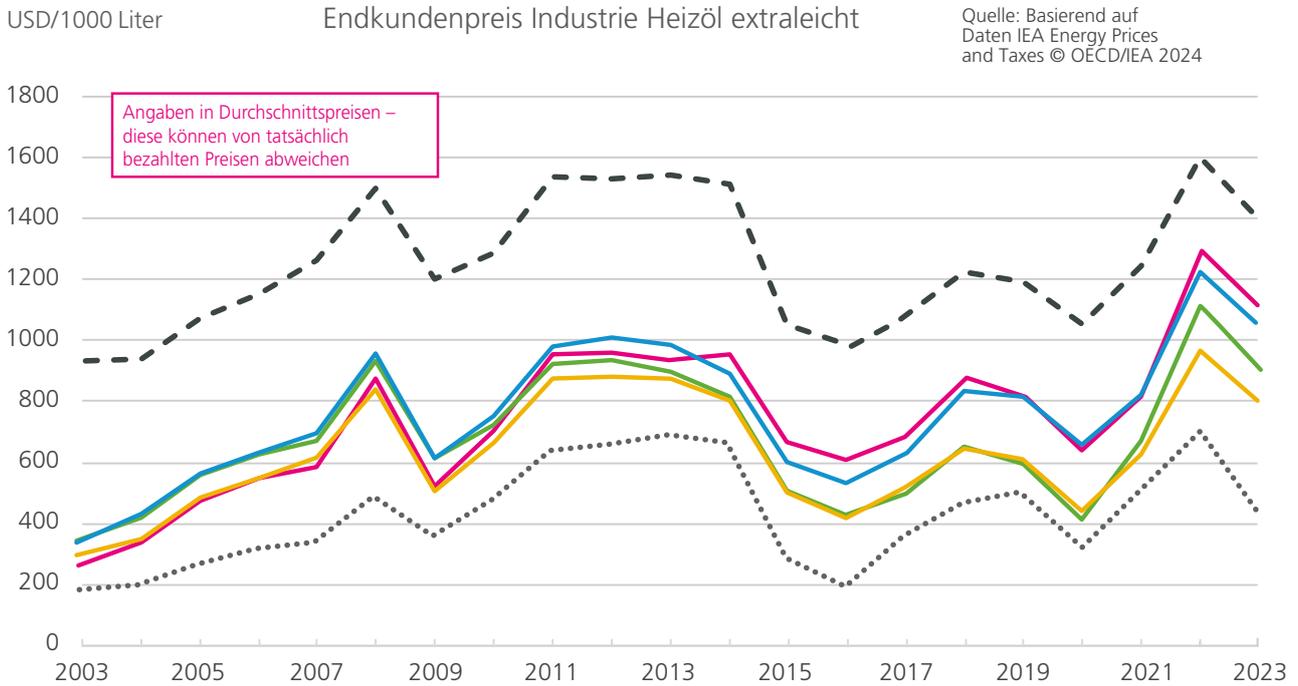


Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine sind die Energiepreise im Jahr 2022 bei allen Energieträgern stark gestiegen und haben sich beim Strom und Gas auch 2023 nochmals erhöht. Um diese Erhöhungen zu dämpfen, richteten vor allem im Jahr 2022 verschiedene Staaten einerseits direkte Zuschüsse vom Staatshaushalt an Unternehmen oder Haushalte aus, andererseits führten sie zeitlich begrenzte Preisbremsen, bspw. in Form von tieferen Besteuerungen ein. So führte eine Steuererleichterung in Frankreich 2022 tatsächlich zu tieferen Treibstoffverkaufspreisen, was sich in **Abbildung 12** beim Dieselpreis widerspiegelt. 2023 sind viele dieser Massnahmen wieder ausgelaufen, so auch die Unterstützung in Frankreich. Die indirekten Massnahmen, d.h. die Zahlungen an Personen und Unternehmen, hatten keine Auswirkungen auf die Verkaufspreise und sind deshalb in der eben genannten Abbildung nicht ersichtlich. Die Schweiz hat darauf verzichtet, solch preisdämpfende Massnahmen umzusetzen. Generell sind die Preise in der Schweiz im internationalen Vergleich hoch. Die Preisentwicklungen in Frankreich und Deutschland legen nahe, dass die schweizerische Preisentwicklung stark von derjenigen an den europäischen Grosshandelsmärkten und von den europäischen Regulierungen beeinflusst ist. An den europäischen Grosshandelsmärkten sind insbesondere die Preise für Erdgas in den letzten Jahren stärker gestiegen als die Preise im globalen OECD-Mittel. Die Strompreise wiederum sind stark von den Gaspreisen beeinflusst, weil Gaskraftwerke in Europa weiterhin zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden.

Der Rohstoff Öl und die aus dessen Raffination entstehenden Energieträger Heizöl und Diesel werden global gehandelt. Dies erklärt teilweise die ähnliche Entwicklung der Preise in den meisten der dargestellten Länder (vgl. *Abbildung 12*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** lag auch 2023 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sanken 2023 in der Schweiz gegenüber dem im Vorjahr erreichten Höchststand¹⁸. Die Preissenkungen fielen in der Schweiz ähnlich aus wie in den beiden betrachteten Nachbarländer Frankreich und Deutschland. Über die Jahre betrachtet stiegen die Preise in der Schweiz jedoch im Verhältnis zu anderen Ländern etwas stärker. Eine Erklärung hierfür könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO₂-Abgabe liegen. Sie stieg seit ihrer Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 120¹⁹ Franken pro Tonne CO₂. Die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für **Diesel** war in der Schweiz auch 2023 leicht höher als in Frankreich und Deutschland und nahe dem Spitzenwert in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt sanken im letzten Jahr die Preise in allen betrachteten Ländern. In Frankreich sind die steuerlichen Erleichterungen für Diesel aus dem Jahr 2022 im letzten Jahr ausgelaufen, nun sind die Preise gleich hoch wie in Deutschland (*siehe blaue Kurve in Abbildung 12*). Das Monitoring führt keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat (Quelle: OECD / IEA, 2024).

¹⁸ Dabei ist zu beachten, dass die abgebildeten Preise nicht um den Effekt der Teuerung bereinigt worden sind.

¹⁹ Dieser Abgabesatz ist seit 2022 gültig.

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

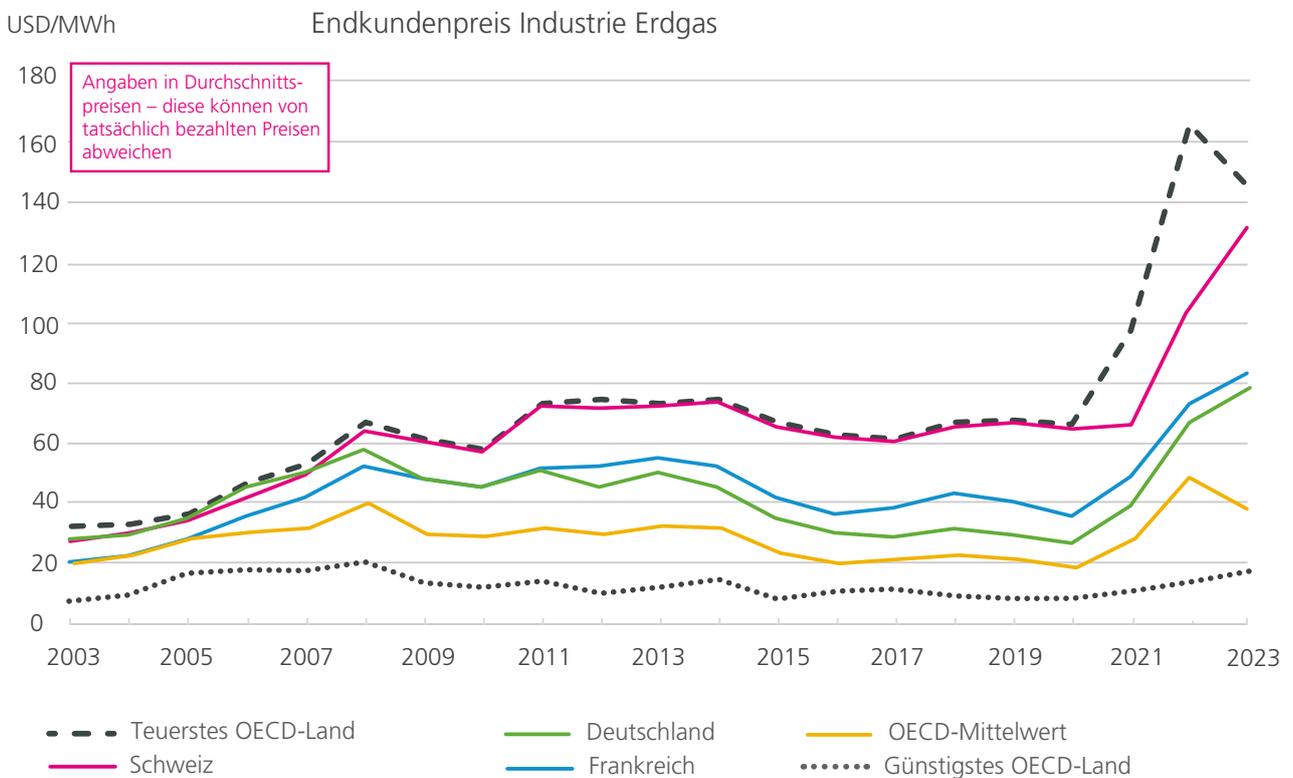
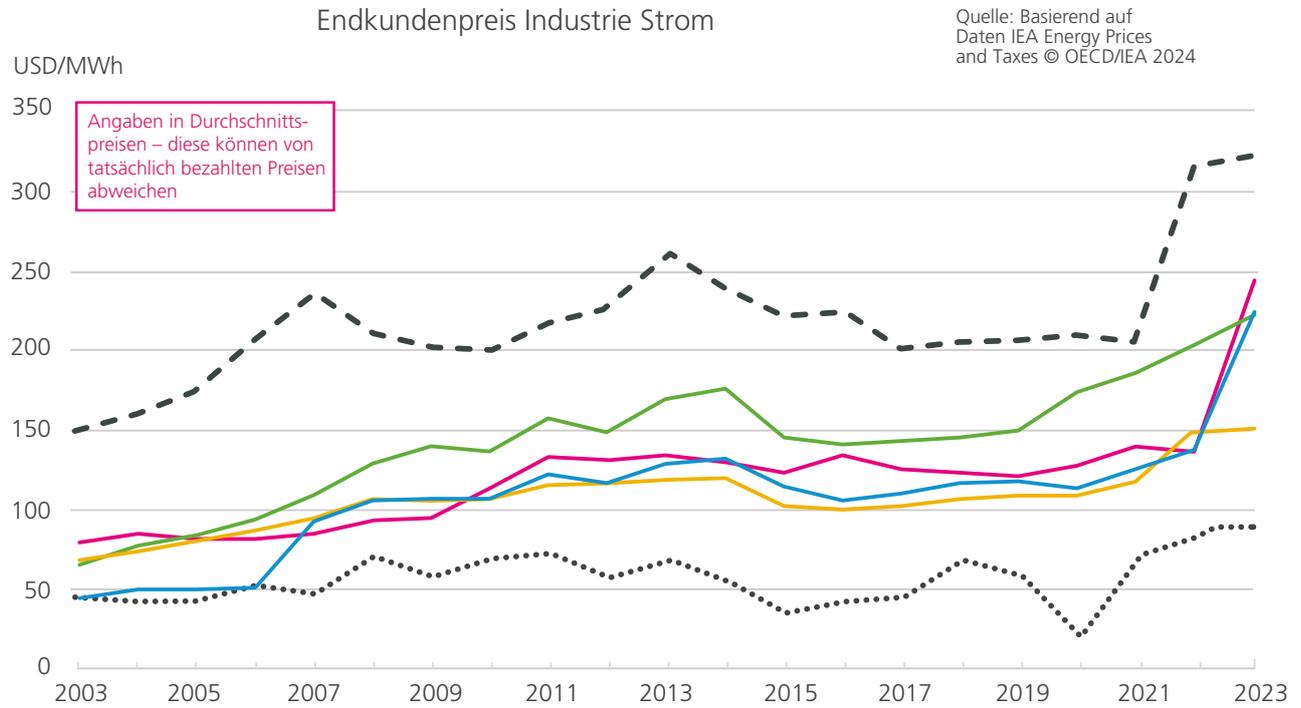


Abbildung 13: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** für Industriekunden (für die Schweiz sind die Endkundenpreise der Verbrauchskategorie 10–20 GWh dargestellt) hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, die nachgefragte Strommenge und deren zeitliche Flexibilität oder die Marktstruktur; Faktoren, die von der Energiepolitik beeinflusst werden und die sich in den Preisen der europäischen Stromgrosshandelsmärkte widerspiegeln. Diese europäischen Entwicklungen beeinflussen massgebend auch die Grosshandelspreise in der Schweiz. Neben dem Preis für die Energie zahlen Endkunden auch noch für die Nutzung des Netzes sowie Abgaben. Die Strompreise in der Schweiz sind im Vergleich zum Durchschnitt der OECD-Länder bis 2020 weitgehend stabil geblieben (vgl. *Abbildung 13*). Im Jahr 2021 und vor allem 2022 kam es jedoch im OECD-Durchschnitt zu einer stärkeren Preiserhöhungen als in der Schweiz, so bspw. in Deutschland. In der Schweiz widerspiegeln sich die starken Preiserhöhungen an den europäischen Märkten aus Gründen der Datenerhebung erst in den Preisen für das Jahr 2023²⁰. Sie lagen im 2023 sogar ein wenig über denjenigen von Deutschland und Frankreich und deutlich über dem OECD-Durchschnitt. Im Jahr 2023 sind zwar auch andere Kosten, wie diejenigen für Systemdienstleistungen von Swissgrid gestiegen, der überwiegende Teil der höheren Preise ist jedoch auf die gestiegenen Marktpreise für Strom an den europäischen Grosshandelsmärkten seit dem Jahr 2022 zurückzuführen. Ein grosser Teil der Industriekunden ist nicht in der Grundversorgung, sondern kauft den Strom wie ihre europäischen Mitbewerber auf dem freien Markt ein. Aus diesem Grund kann der tatsächlich bezahlte Preis für Strom um den

dargelegten Durchschnittspreis stark variieren, und ist, abhängig von der Beschaffungsstrategie, stärker oder weniger stark den jeweils aktuellen Preisschwankungen ausgesetzt. Aufgrund der über die Jahre gestaffelten Beschaffung der meisten Unternehmen fliesst das erhöhte Preisniveau des Grosshandelsmarkts jedoch über die Zeit versetzt in die von den Unternehmen bezahlten und hier abgebildeten Endkundenpreise ein. Die in letzter Zeit wieder etwas gesunkenen Grosshandelspreise werden sich also in den kommenden Berichtsjahren zeigen. Die Niveauunterschiede zwischen den Ländern sind mit Vorsicht zu interpretieren. Dies unter anderem, weil stromintensive Unternehmen von gewissen im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können. Dazu kommt, dass einige Vergleichsländer grosse Stromverbraucher subventioniert haben, um den Strompreisanstieg abzdämpfen. Diese direkten Subventionen sind ebenfalls nicht in der Grafik ersichtlich.

Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und 2013 bis 2020 war die Schweiz das teuerste Land der OECD. 2021 hat Schweden die Schweiz als teuerstes OECD-Land abgelöst, was u.a. an der in Schweden über die Jahre kontinuierlich angestiegenen CO₂-Abgabe liegen dürfte (122 EUR / Tonne im Jahr 2023²¹). In der Schweiz, in Frankreich sowie in Deutschland sind für die Jahre 2022 und 2023 deutliche Preiserhöhungen sichtbar. Dies ist hauptsächlich auf die stark erhöhten europäischen Grosshandelspreise in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine zurückzuführen. Die Tatsache, dass Europa mehr verflüssigtes Erdgas

(LNG) importieren muss, hat zur Folge, dass Europa und Asien um LNG-Lieferungen konkurrenzieren. Damit orientieren sich die europäischen Gaspreise stärker an den Gaspreisen in Asien, welche in der Vergangenheit meist höher lagen als diejenigen in Europa.

Die Differenz zwischen der Schweiz und anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten OECD-Land im Jahr 2023. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So sind in Nordamerika die Grosshandelspreise für Erdgas aufgrund der hohen Gasförderung auf dem Kontinent deutlich tiefer als in Asien oder in Europa. In der Schweiz wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen²² von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung

die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat im Juni 2023 die Eckwerte für die Botschaft zu einem Gasversorgungsgesetz festgelegt und dabei eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der Kunden mit einem Verbrauch von über 300 MWh pro Jahr, d.h. grössere Verbraucher, freien Marktzugang erhalten würden. Seit Juni 2020 ist der Gasmarkt im Raum Luzern nach einer Entscheidung der Wettbewerbskommission vollständig geöffnet (Quellen: OECD / IEA, 2024 / Bundesrat, 2019c+2023e / WEKO, 2020).

20 Dadurch, dass der Produzenten- und Importpreisindex für Elektrizität vom Bundesamt für Statistik seit 2023 neu vierteljährlich und nicht mehr jährlich erhoben werden, widerspiegeln sich die Preiserhöhungen der Jahre 2022 und 2023 kumuliert in den Zahlen des Jahres 2023. Es ist also nicht ersichtlich, dass sich die tatsächliche Erhöhung der Strompreise für die Endkunden auf die beiden Jahre verteilt hat.

21 [Carbon taxation in Sweden, PowerPoint-presentation \(government.se\)](#)

22 U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO₂-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO₂-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO₂-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandlungssystem teil und sind (ebenfalls) von der CO₂-Abgabe befreit.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
AUSGABEN UND PREISE
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)



► CO₂-EMISSIONEN

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 leistet einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik gemäss Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) sowie gemäss Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) (Bundesrat, 2019b+2021a / Bundesblatt, 2022). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt.

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN PRO KOPF

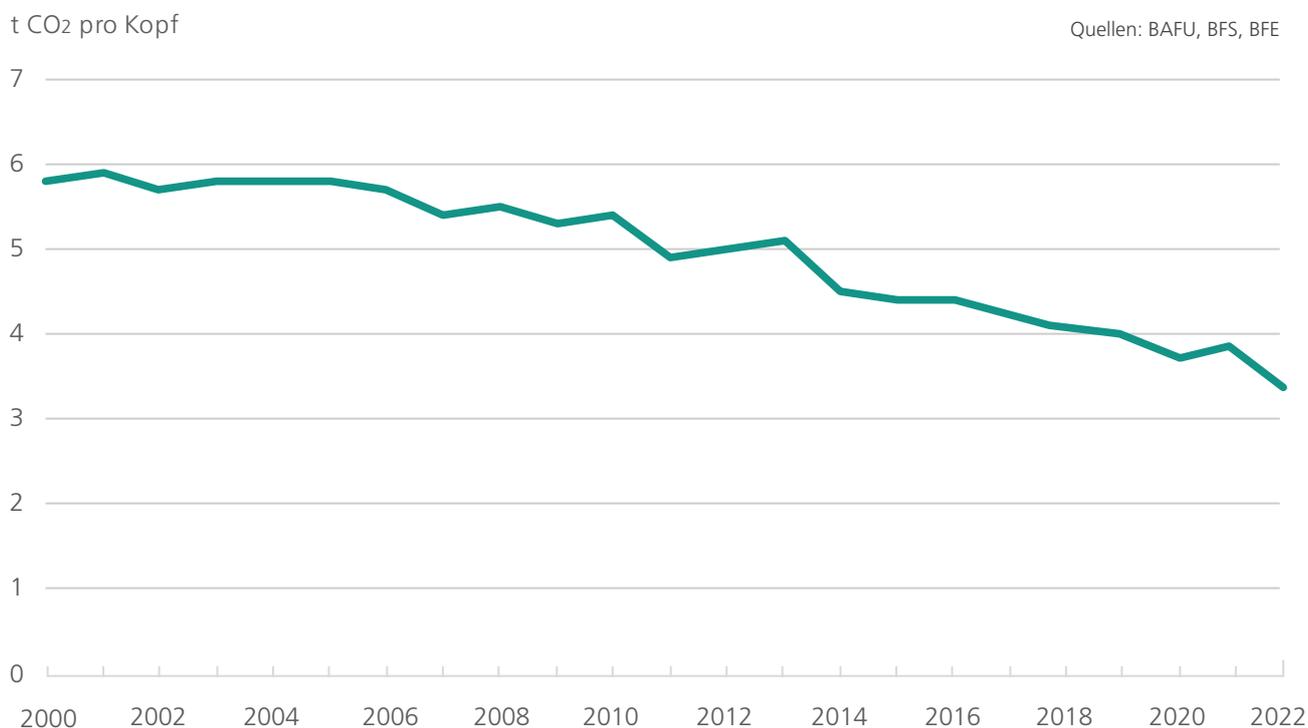


Abbildung 14: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)²³

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen auf, wie die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel gemäss KIG umbauen kann (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO₂-Emissionen folgen. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen gemäss Energieperspektiven 2050+ pro Kopf noch energiebedingte CO₂-Emissionen von rund 0,4 Tonnen an.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie **Abbildung 14** zeigt. Während die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind (vgl. nachfolgende Abbildung 15), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine

zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2022 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,5 Tonnen und damit 39 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)²⁴. Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO₂-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das Klimaziel von Netto-Null bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2024 / BFS, 2024 / BFE, 2024a).

²³ Abgrenzung gemäss CO₂-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

²⁴ Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2022 rund 4,7 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,5 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 36 Prozent. Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAM UND NACH SEKTOREN

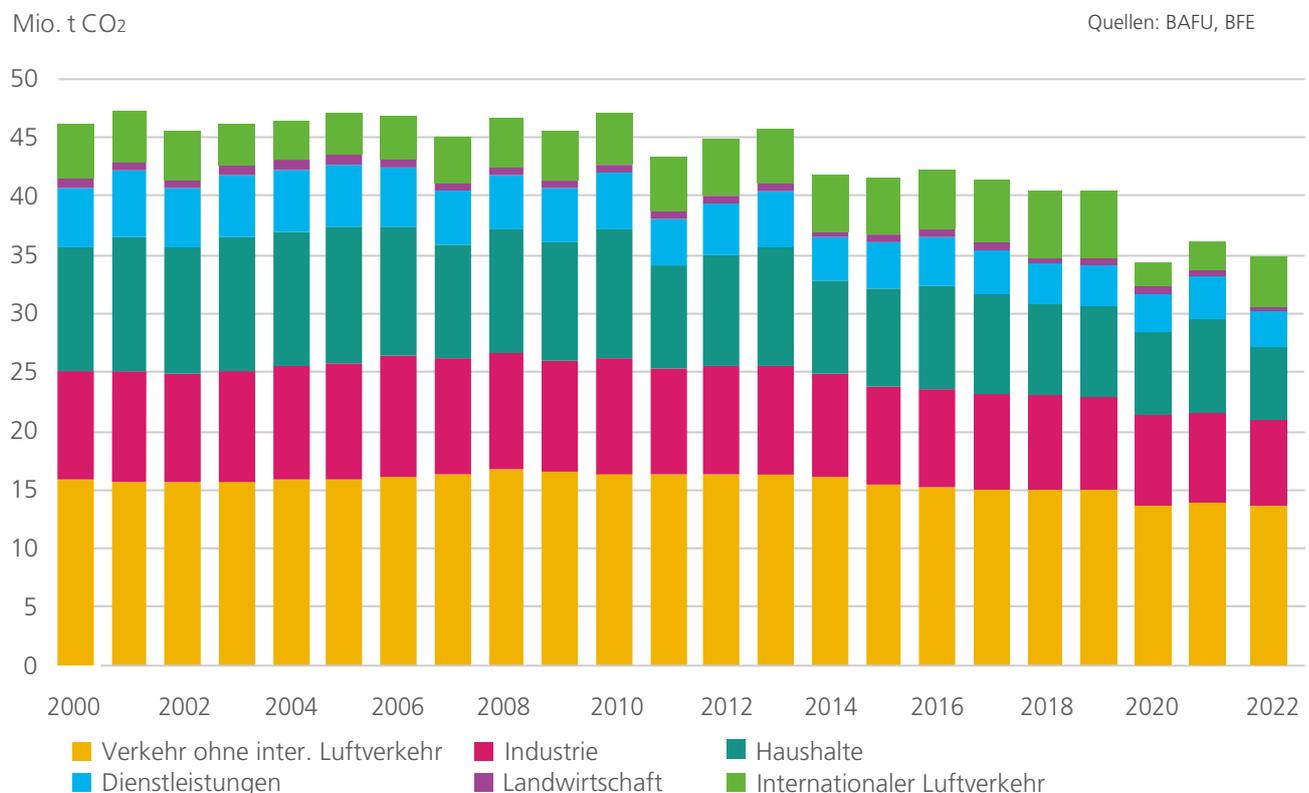


Abbildung 15: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂)

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 15, inkl. internationaler Luftverkehr) betragen 2022 34,9 Mio. Tonnen CO₂. Sie lagen damit 24 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den **Verkehr** (Anteil 2022: 39%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden²⁵. Zwischen 2000 und 2022 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um über 2 Mio. Tonnen gesunken. Die Emissionen des internationalen Luftverkehrs sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO₂. Aufgrund der Covid-19-Pandemie sind diese Emissionen 2020 stark eingebrochen, und lagen auch 2021 mit 2,3 Mio. Tonnen und 2022 mit 4,2 Tonnen CO₂ (Anteil von 12 Prozent) noch deutlich unter den vorherigen Werten²⁶. In der **Industrie** (Anteil 2022: 21%) entstehen

die energiebedingten CO₂-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den **Haushalten** (Anteil 2022: 18%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO₂-ärmerer Technologien hin. Weil aber nach wie vor viele fossile Heizsysteme in Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der

Witterung abhängig. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer. Ähnliches gilt für den Sektor **Dienstleistungen** (Anteil 2022: 8%). Auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf. In der **Landwirtschaft** schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2022: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO₂-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid.

Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors (ohne internationalen Luft-

verkehr) und der Industrie haben sich erhöht (von 34 auf 39% bzw. von 20 auf 21%), während Haushalte und Dienstleistungen einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2024 / BFE, 2024a).

25 Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

26 Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen knapp 12%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnen würde, läge der Anteil bei 30%.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
CO₂-EMISSIONEN
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)





► **FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**

Die langfristigen Ziele der Energiestrategie 2050 setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, werden in der Schweiz Ressourcen für die Energieforschung bereitgestellt. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen in der Energieforschung. Im Weiteren wird auf laufende Forschungsaktivitäten und -programme verwiesen.

AUSGABEN DER ÖFFENTLICHEN HAND FÜR DIE ENERGIEFORSCHUNG

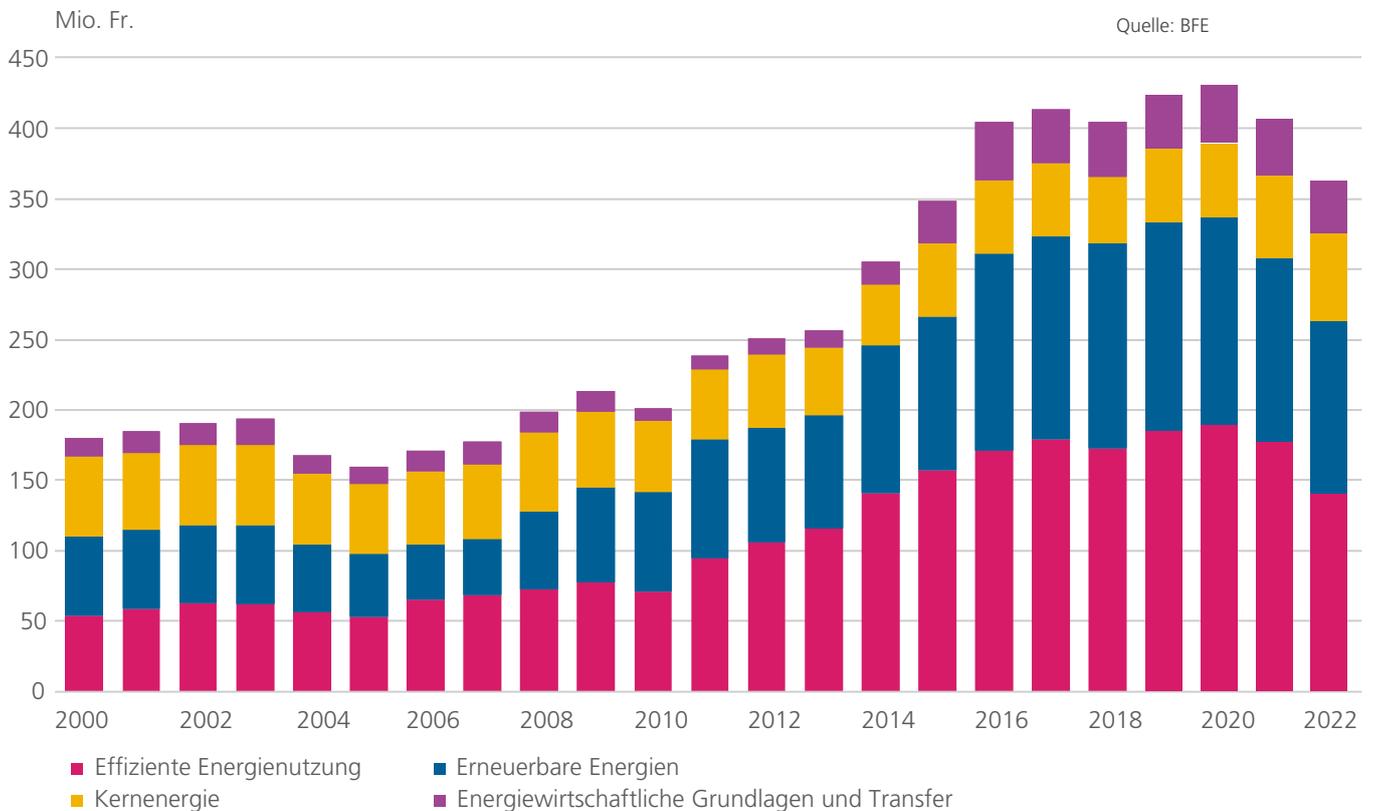


Abbildung 16: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)²⁷

Von 2005 bis 2020 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie **Abbildung 16** zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, die nationalen Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2022 betragen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 365 Mio. Franken (2021: gut 408 Mio. Franken). Der Rückgang gegenüber den Vorjahren ist auf das

Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) per Ende 2020 zurückzuführen: Der ETH-Bereich und Innosuisse haben daher weniger zur Energieforschung in der Schweiz beigetragen. Das Nachfolgeprogramm der SCCER, das Förderprogramm SWEET, ist geringer dotiert und kann den Rückgang voraussichtlich auch in Zukunft nicht kompensieren. Ausserdem ist zu beobachten, dass Innosuisse-Projekte tendenziell kleiner geworden sind und die Zahl der EU-Projekte aufgrund der Nichtassoziiierung der Schweiz – zumindest zu Beginn des Programms Horizon Europe – ebenfalls gesunken ist.

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete **Effiziente Energienutzung** (Anteil 2022: 38,8%)

und **Erneuerbare Energien** (Anteil 2022: 34,2%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet **Kernenergie** (Kernspaltung / Fission und Kernfusion) sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen und betrug 2022 16,6 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets **Energiewirtschaftliche Grundlagen** lag bei 10,4 Prozent (Quelle: BFE, 2023a + 2024d).

27 Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)





▶ INTERNATIONALES UMFELD

Das internationale Umfeld ist für die Schweiz bedeutend, weil sie eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und auf Energieimporte – insbesondere im fossilen Bereich – angewiesen ist. Auf regulatorischer Ebene sind die Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens in Europa zentral. Eine wichtige Rolle spielen zudem die internationalen Klimaschutzbestrebungen. Das jährliche Monitoring fokussiert auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

Die Preise für fossile Brenn- und Treibstoffe sind gegenüber ihren Höchstständen von 2022 gesunken, aber die Märkte sind angespannt und volatil. Die anhaltenden Kämpfe in der Ukraine werden nun von dem Risiko eines langwierigen Konflikts im Nahen Osten begleitet. Gemäss der Internationalen Energieagentur IEA²⁸ sind Investitionen in erneuerbare Energie seit 2020 weltweit um 40 Prozent gestiegen. Der Druck, CO₂-Emissionen zu senken, ist ein wichtiger Grund für diesen Anstieg. Zudem ist die Energiesicherheit ein wichtiger Faktor für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere in Ländern, die fossile Energieträger importieren.

Das von der IEA prognostizierte Tempo des Wandels in den wichtigsten Märkten der Welt nimmt weiter zu. Vor allem dank des Inflation Reduction Act in den Vereinigten Staaten geht die IEA davon aus, dass im Jahr 2030 die Hälfte der neu zugelassenen Autos in den USA elektrisch betrieben sein wird. In China ist der erwartete Zubau von Photovoltaik und Offshore-Windkraft bis 2030 nun dreimal so hoch wie noch 2021 von der IEA prognostiziert wurde. Auch die Aussichten für die Kernenergie haben sich in den führenden Märkten verbessert. In Ländern wie Japan, Korea und den Vereinigten Staaten wird die Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernreaktoren unterstützt, und in mehreren weiteren Ländern werden neue Anlagen gebaut. Obwohl die Nachfrage nach fossilen Energieträgern in den letzten Jahren stark war, gibt es Anzeichen für einen Richtungswechsel. Neben dem Einsatz von emissionsarmen Alternativen, hat sich der Zubau von Anlagen, die fossile Brennstoffe nutzen verlangsamt. Die Verkäufe von Autos und Zwei- / Dreiradfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren liegen deutlich unter dem Niveau, das sie vor der Covid-19-Pandemie hatten. Im Elektrizitätssektor hat sich der weltweite Zubau von kohle- und erdgasbefeuerten Kraftwerken im Vergleich zu früheren Spitzenwerten halbiert. Der Absatz von Gasheizkesseln für Privathaushalte ist tendenziell rückläufig und wird in vielen Ländern Europas und in den Vereinigten Staaten inzwischen von Wärmepumpen übertroffen.

Erdöl: Im Vergleich zu den Vorjahren war die weltweite Ölnachfrage 2024 weiter rückläufig. Das Wachstum ging im 2. Quartal 2024 gegenüber dem Vorjahr auf 710'000 Barrels pro Tag zurück. Das ist der langsamste vierteljährliche Anstieg seit dem 4. Quartal im Jahr 2023. Das weltweite Angebot stieg im Juni um 150'000 Barrels auf 102,9 Millionen Barrels pro Tag, da die Wartungsarbeiten auf den Ölfeldern nachliessen und das Angebot der Biokraftstoffe zunahm, wodurch ein erheblicher Rückgang

der saudischen Fördermengen ausgeglichen wurde. Der weltweite Raffineriedurchlauf soll bis 2024 um 950'000 Barrels auf 83,4 Mio. Barrels pro Tag und im Jahr 2025 um 630'000 Barrels auf 84 Mio. Barrels pro Tag steigen. Eine schwache Nachfrage und geringe Gewinnspannen setzten die chinesische und europäische Rohölverarbeitung im Mai 2024 unter Druck.

Die Rohölpreise erholten sich im Juni 2024 von ihren Sechsmonatstiefs, wobei die Brent-Futures um 5 Dollar pro Fass auf 86 Dollar pro Fass stiegen. Unter anderem sinkende Rohölvorräte und Spannungen im Nahen Osten hatten die Preise wieder in die Höhe getrieben. Unterschiedliche regionale Wirtschaftsentwicklungen und die beschleunigte Einführung von sauberen und energiesparenden Technologien führen zu einer schrittweisen Verlangsamung des Wachstums der Ölnachfrage. Die aufstrebenden Volkswirtschaften in Asien, insbesondere China und Indien, machen das gesamte globale Nachfragewachstum beim Erdöl aus. Dagegen geht die Ölnachfrage in den westlichen Volkswirtschaften stark zurück.²⁹

Erdgas: Die Erdgasmärkte sind in der ersten Hälfte des Jahres 2024 gewachsen. Das Nachfragewachstum wird in erster Linie durch einen höheren Gasverbrauch in der Industrie gestützt und konzentriert sich zunehmend auf Asien, wo sowohl China als auch Indien in der ersten Hälfte des Jahres 2024 wieder zweistellige Wachstumsraten erreichten. Die Erdgaspreise sind im zweiten Quartal 2024 in allen wichtigen Märkten gestiegen, was einerseits mit einer weltweit tieferen LNG-Produktion andererseits mit zunehmenden geopolitischen Spannungen zu tun hat. Für das gesamte Jahr 2024 wird ein Anstieg der Erdgasnachfrage um 2,5 Prozent prognostiziert, der vor allem von den schnell wachsenden asiatischen Märkten getragen wird.

Kohle: Im Jahr 2023 ist weltweit der höchste Nettoanstieg der Kohlekraftwerkskapazität seit 2016 zu verzeichnen. Es wurden 69,5 GW an neuer Kohlenwerkskapazität in Betrieb genommen, wobei China mit 47,4 GW und Indien mit 11,4 GW den Zubau am stärksten antreiben. Japan (1) und die USA (2) planen neue Kohlenkraftwerke inklusive entsprechender CCS-Technologien (Carbon Capture & Storage), mit denen die Werke CO₂-neutral betrieben werden sollen. Im Jahr 2023 haben zudem weitere zwölf Länder bekundet, Mitglied in der «Powering Past Coal Alliance»³⁰ zu werden. Dabei handelt es sich um einen Zusammenschluss von Staaten mit dem Ziel, den Übergang von Kohlenstrom zu erneuerbarer Stromproduktion voranzutreiben. Inzwischen haben sich über 100 Länder dazu verpflichtet, keine neuen Kohlekraftwerke für die Stromproduktion zu bewilligen und bestehende Pläne für neue Kohlekraftwerke zu sistieren. Im Frühling 2024 beschliesst die G7 erstmals ein mit einem konkreten Zeithorizont versehenes Ziel für den Kohleausstieg: In der ersten Hälfte der 2030er Jahre oder auf einem Zeitpfad, der erlaubt, die 1,5°C Grenze in Reichweite zu halten. Die Nachfrage nach Kohle wird von der Stromproduktion und dem Kohleverbrauch bei der Stahlproduktion getrieben. 70 Prozent der weltweiten Stahlproduktion sind auf Kohle als Energieträger angewiesen.

Bis 2025 wird die Kohleproduktion voraussichtlich auf 8221 Mio. Tonnen zurückgehen und damit wieder unter das Niveau von 2022 fallen. Die niedrigeren Werte spiegeln weitgehend die Erwartungen wider, dass die chinesische Kohleproduktion in den kommenden Jahren ein Plateau erreichen wird, und das anhaltende Wachstum der indischen Kohleproduktion durch starke Rückgänge in anderen Regionen, wie beispielsweise den Vereinigten Staaten, der Europäischen Union und Indonesien aufgewogen wird.

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Kontrakte bis ins Jahr 2026 bewegen sich zwischen 90 und 100 Euro pro Tonne CO₂. Nach den starken Schwankungen im zweiten Halbjahr 2022 scheint sich der Markt wieder beruhigt zu haben. Im Jahr 2023 schwankten die CO₂-Preise zwischen 75 und 95 Euro pro Tonne CO₂. Hohe CO₂-Preise sowie niedrige Gaspreise führten 2023 zu günstigen Bedingungen für die Umstellung von der Kohle- zur Gaserzeugung, nachdem während der Energiekrise im Jahr 2022 die Bedingungen für Gaskraftwerke unwirtschaftlich waren.

Strom: Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage im Jahr 2024 um 4 Prozent wächst, verglichen

mit einer Wachstumsrate von 2,5 Prozent im Jahr 2023 und einer weltweiten Nachfrage von 27'970 TWh. Dieses Wachstum erklärt sich vor allem durch eine stärkere Nachfrage in Asien und den USA, sowie dem zunehmenden Stromverbrauch von Servern für Anwendungen der künstlichen Intelligenz (KI). In China (+6.5%) und Indien (+8%) erwartet die IEA 2024 ein weiteres Wachstum gegenüber der Stromnachfrage im 2023 und den Pandemie-jahren. Der global beschleunigte Ausbau von Wind und Sonnenenergie könnte die Wasserkraftproduktion im 2024 übertreffen. Der Anteil erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromversorgung stieg im Jahr 2023 auf 30 Prozent und dürfte bis 2025 weiter auf 35 Prozent steigen; die für 2023 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 8958 TWh (2022: 8546 TWh). Die IEA erwartet, dass die Kohleverstromung im Jahr 2025 erstmals leicht rückläufig sein wird, nachdem sie im Jahr 2023 um 1,9 Prozent gestiegen war, als hohe Gaspreise die Nachfrage nach Alternativen ankurbelten. Der Rückgang der Kohleverstromung dürfte in den USA und Europa sehr deutlich ausfallen, wird aber voraussichtlich durch einen Anstieg in Asien fast ausgeglichen werden. Fossile Brennstoffe sind gemäss IEA die grösste Energiequelle zur Stromerzeugung in den USA, wobei Erdgas im Jahr 2023 mit etwa 43 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt den erneuerbaren Energien mit 21 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit etwa 18 bzw. 16 Prozent Anteilen. Im Jahr 1990 lieferten erneuerbare Ressourcen erst etwa 12 Prozent der Stromerzeugung. Seit 2008 verdrängt Erdgas die Kohle Schritt für Schritt: Heute hat Erdgas einen doppelt so hohen Anteil wie Kohle; 2008 war es noch umgekehrt.

Der Stromverbrauch in der EU sank 2023 das zweite Jahr in Folge (–3% gegenüber 2022). Dies ist hauptsächlich auf den Nachfragerückgang der Industrie und Verbrauchsänderungen infolge der hohen Preise während der Energiekrise zurückzuführen. Nach den historischen Höchstständen der Strompreise im Jahr 2022 hat sich das Marktumfeld im Jahr 2023 wesentlich verbessert, was zu niedrigeren Grosshandelsstrompreisen führte. Der europäische Strom-Benchmark³¹ lag 2023 im Durchschnitt bei 95 Euro pro MWh –57% niedriger als 2022. Auf Jahresbasis lagen die Preise zwischen 51 Euro pro MWh in Schweden und 128 Euro pro MWh in Italien. Die grössten Preisrückgänge im Jahresvergleich auf nationaler Ebene wurden in Frankreich (–65 %) und Finnland (–63 %) verzeichnet.

²⁸ IEA World Energy Outlook 2023

²⁹ Zit., <https://www.iea.org/reports/oil-2024/executive-summary>

³⁰ <https://poweringpastcoal.org/>

³¹ Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

ENTWICKLUNGEN IN DER EU

Im Juni 2024 fanden in der EU die Neuwahlen für das Europäische Parlament statt, die den Start in eine neue fünfjährige Legislaturperiode markieren. Das neue Parlament wählte am 18. Juli Ursula von der Leyen erneut zur Kommissionspräsidentin. Bis im Spätherbst soll das Parlament die neuen Mitglieder der Kommission sowie die Ressortverteilung verabschieden. Ziel wäre, dass die neue Kommission die Arbeit am 1. November 2024 aufnehmen könnte. Ursula von der Leyen hat bereits die neuen Prioritäten der Kommission für die nächsten fünf Jahre mittels strategischer Agenda 2024–2025³² gesetzt. Im Zentrum stehen dabei unter anderem die Wettbewerbsfähigkeit und die Vertiefung der Binnenmärkte unter Weiterführung der grünen Transition.

Der «European Green Deal» hatte in der im 2024 endenden Legislatur unter EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen höchste Priorität. Die EU will bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent werden und den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten Wirtschaft schaffen. Am 14. Juli 2021 hatte die Europäische Kommission ein umfassendes Legislativpaket unter dem Titel «Fit for 55» vorgelegt, mit dem die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Mit Ausnahme der Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie, die wegen dem Erfordernis der Einstimmigkeit im Rat blockiert ist, haben die Co-Gesetzgeber EU-Rat und Parlament im Jahr 2023 Einigungen zu allen Legislativvorschlägen gefunden und diese formell weitgehend bereits verabschiedet. Das Paket umfasst folgende Bereiche:

- Revision des EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS)
- Neues EHS im Strassenverkehr und Gebäudesektor
- CO₂-Emissionsreduktion im Non-EHS-Bereich
- Einführung eines CO₂-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- Verschärfung der Emissionsvorschriften für Fahrzeuge
- Revision der Verordnung zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)
- Revision der Energiesteuerrichtlinie
- Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energien
- Revision der Richtlinie für Energieeffizienz
- Verordnung für Infrastruktur für alternative Treibstoffe

- Verordnung für nachhaltige Schifftreibstoffe
- Verordnung über nachhaltige Flugtreibstoffe

Im Zusammenhang mit dem «Fit for 55»-Paket hat die EU-Kommission im Dezember 2021 ebenfalls einen Legislativvorschlag zur Revision der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie vorgeschlagen. Sie soll noch 2024 verabschiedet werden, nachdem die Kommission im Rahmen von «REPowerEU», dem Plan der EU zur raschestmöglichen Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus Russland, noch weitere Änderungen vorgeschlagen hatte. Die Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie umfasst unter anderem Solarenergiepflichten, einen EU-weit harmonisierten Gebäudeenergieeffizienzausweis, substanzielle Renovierungspflichten für ineffiziente Gebäude oder die Erhöhung der Anforderungen zum Bau von Ladestationen in Gebäuden.

Als Antwort auf die massiven Verwerfungen im EU-Strombinnenmarkt aufgrund der Energiekrise hat die EU-Kommission im März 2023 Legislativvorschläge für die Revision des Strommarktdesigns³³ und die Überarbeitung der Regeln für die Marktintegrität und -transparenz des Stromgrosshandelsmarkts (REMIT)³⁴ vorgelegt. Die gesamte Revision konnte im ersten Halbjahr 2024 mit Verabschiedung im Europäischen Parlament und im Rat abgeschlossen werden. Mit der Revision des Strommarktdesign gibt es keine fundamentalen Änderungen der Funktionsweise der Märkte. Auch eine Rückabwicklung der Integration und Liberalisierung des EU-Strombinnenmarktes der letzten 20 Jahre findet nicht statt. Mit der Revision werden vielmehr die Kurz- und Langfristmärkte gestärkt, die Abhängigkeit der Märkte von fossilem Gas reduziert und die Endverbraucher vor Preisspitzen geschützt. Bei der Revision von REMIT ging es um die Ausweitung von Datenlieferpflichten auf weitere Märkte wie Regelenergiemärkte, die Stärkung der EU-Agentur zur Kooperation von Energieregulierungsbehörden ACER sowie eine verstärkte Kooperation von ACER mit der EU-Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde ESMA. Die überarbeiteten REMIT-Bestimmungen wurden im Februar bzw. März 2024 vom Europäischen Parlament und vom Rat der EU verabschiedet. (Quelle: COM (2021) 550 final / COM (2022) 230 final)

³² *Europe's choice. Political Guidelines for the next European Commission 2024–2029*

³³ *Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019 / 943 und (EU) 2019 / 942 sowie der Richtlinien (EU) 2018 / 2001 und (EU) 2019 / 944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU.*

³⁴ *Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227 / 2011 und (EU) 2019 / 942 für einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegrosshandelsmarkt*

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November und Dezember 2023 zur 28. UNO-Klimakonferenz in Dubai (COP28) getroffen. An der Konferenz wurde die erste Zwischenbilanz der Fortschritte unter dem Klimaübereinkommen (Global Stocktake) verabschiedet. Sie zeigt die Lücken im Klimaschutz auf und nennt verschiedene Handlungsempfehlungen, wie die Ziele des Pariser Übereinkommens in Reichweite gehalten werden können. Darunter die Empfehlung zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bis 2030. Die Schweiz begrüsst dieses Ergebnis. Im Global Stocktake haben sich die Staaten auch auf eine Empfehlung zum Ausstieg aus Kohle, Öl und Gas bis 2050 geeinigt. An der COP28 haben sich die teilnehmenden Staaten auf die Grundzüge des Fonds geeinigt, der an der COP27 zugunsten der verletzlichsten Länder im Umgang mit Schäden aus dem Klimawandel (z.B. Fluten oder Dürreperioden) beschlossen worden war. Unklar bleibt weiterhin, welche Länder Beiträge an den Fonds leisten sollen. Die Schweiz hat sich dafür eingesetzt, dass alle Länder, die einen hohen Treibhausgasausstoss und die finanziellen Mittel haben, zu Beiträgen aufgefordert werden.

Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit

einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Alle 197 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 195 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 tritt am 1.1.2025 eine Teilrevision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024 in Kraft.

Mit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Transparency Report dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention alle zwei Jahre Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Ende März 2023 veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) seinen Synthesebericht des 6. Evaluationszyklus. Der Synthesebericht enthält eine Zusammenfassung des Wissensstandes über den Klimawandel, seiner Auswirkungen und Risiken im Allgemeinen sowie der Chancen, die Treibhausgasemissionen zu vermindern und sich an die Folgen des Klimawandels anzupassen. Er bildete die Basis für die Klimakonferenz in Dubai im Dezember 2023 (COP 28), an der die Mitgliedstaaten, wie im Pariser Übereinkommen vorgesehen, die Fortschritte im Kampf gegen den Klimawandel zum ersten Mal im Global Stocktake überprüften. (Quellen: Bundesrat, 2023h+2021a+2019b / UVEK, 2024 / BAFU, 2023 / IPCC, 2021+2023).

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

Die Schweiz hat zwischen 2007 und Mitte 2018 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen** verhandelt. Ab diesem Zeitpunkt ruhten die Verhandlungen, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Am 26. Mai 2021 entschied der Bundesrat, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Im Februar 2022 verabschiedete er die Stossrichtung für ein Verhandlungspaket mit der EU. Offene Punkte mit der EU geht die Landesregierung gemäss ihrer Stossrichtung auf der Grundlage eines breiten Paketansatzes an. Mit dem Paketansatz will die Schweiz den Zugang zum EU-Markt und gegenseitige Kooperation sichern. Er umfasst die Bereiche bisheriger Abkommen – Personenfreizügigkeit, Landverkehr, Luftverkehr, Landwirtschaft und technische Handelshemmnisse MRA – und drei neue Abkommen in den Bereichen Strom, Lebensmittelsicherheit und Gesundheit. Nach mehreren Sondierungsgesprächen zwischen der Schweiz und der EU verabschiedete der Bundesrat am 21. Juni 2023 die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat. Diese präzisieren die Bereiche, die das Mandat abdecken soll, seine allgemeinen und konkreten Ziele sowie den Handlungsspielraum für die Wahrung der Interessen der Schweiz. Das endgültige Verhandlungsmandat verabschiedete der Bundesrat am 8. März 2024. Zehn Tage später eröffneten Bundespräsidentin Viola Amherd und EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen die Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU. In einer ersten Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen stellte der Bundesrat im Sommer in mehreren Verhandlungsbereichen konkrete Fortschritte fest. Im Spätherbst 2024 wird er eine weitere Standortbestimmung vornehmen.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentilateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarktintegration, Netzbetrieb, Stromversorgungssicherheit und Zukunft des Energiesystems. Ende März 2022 unterzeich-

neten die Penta-Länder eine gemeinsame Erklärung, um die Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Bereits Anfang Dezember 2021 hatten die Staaten gemeinsam eine Absichtserklärung zur Stromkrisenvorsorge unterzeichnet («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Diese ebnete den Weg für die weitere Zusammenarbeit der Penta-Länder in der Stromkrisenvorsorge und sieht unter anderem vor, dass die Länder regelmässig gemeinsame Übungen zur Bewältigung von Stromkrisen durchführen. Eine letzte solche Übung hat im Oktober 2024 in Brüssel stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter des BWL, der ElCom, von Swissgrid und des BFE daran teil. Im Dezember 2023 verabschiedete Bundesrat Albert Rösti gemeinsam mit den Ministerinnen und Ministern der im Penta-Forum vertretenen Staaten eine Erklärung zur Dekarbonisierung. Sie enthält die Vision, ihr zusammenhängendes Stromsystem bis 2035 zu dekarbonisieren, sowie die wichtigsten Leitlinien, um dieses Ziel zu erreichen.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich: Angesichts des russischen Angriffs auf die Ukraine und der angespannten Strom- und Gasversorgung sowie der erhöhten Volatilität auf den Energiemärkten standen die Energieversorgungssicherheit sowie die bezahlbare Energieversorgung im Rahmen der bilateralen Treffen stets auf der Agenda. Im November 2023 hat sich Bundesrat Albert Rösti in Paris mit der französischen Ministerin für die Energiewende, Agnès Pannier-Runacher, zu einem Austausch getroffen. Gesprächsthemen waren die Energieversorgung und insbesondere die Stromimporte und der Gasbereich. Zusätzlich wurden auch bilaterale Fragen besprochen, so etwa die Bewirtschaftung des Doubs. Anfang Jahr 2024 trafen sich UVEK-Vorsteher Albert Rösti sowie Wirtschaftsminister Guy Parmelin am Weltwirtschaftsforum in Davos erneut mit dem deutschen Vizekanzler Robert Habeck, wo die Minister Fragen zum Thema Versorgungssicherheit diskutierten. Sie wurden sich unter anderem einig, dass noch 2024 ein trilaterales Solidaritätsabkommen zwischen der Schweiz,

Deutschland und Italien im Gasbereich unterzeichnet werden sollte. Im Rahmen eines Arbeitsbesuchs in Berlin unterzeichneten Bundesrat Albert Röstli, der deutsche Vizekanzler Robert Habeck und der italienischen Umwelt- und Energieminister Gilberto Pichetto Fratin am 19. März 2024 ein Gas-Solidaritätsabkommen. Die drei Länder vereinbarten darin, sich im Notfall mit Gaslieferungen für die Versorgung der geschützten Kundinnen und Kunden auszuwählen.

Im Bereich der erneuerbaren Energien fördert die Schweiz die Entstehung neuer Energieträger wie grünen Wasserstoff und positioniert sich im Rahmen der zukünftigen europäischen Infrastruktur (Hydrogen Backbone). Zu diesem Zweck nimmt die Schweiz seit 2024 als Beobachterin an der Trilateralen Arbeitsgruppe zum Südkorridor Wasserstoff zusammen mit Österreich, Italien und Deutschland teil.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der **Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA)** in Abu Dhabi, und der UNO Genf, insbesondere beim nachhaltigen **Energiekomitee der Wirtschaftskommission** für Europa (UNECE) in den Bereichen digitale Innovationen, Anwendung der künstlichen Intelligenz für die Erarbeitung von klimaneutraler Energiepolitik und technische Zusammenarbeit mit ehemaligen Sowjetrepubliken. Besonderes Gewicht kommt der Mitgliedschaft bei der **Internationalen Energieagentur (IEA)** zu. Im Februar 2024 nahm die Schweiz am Ministertreffen der Agentur teil, die gleichzeitig ihr 50-jähriges Bestehen feierte. Im Beisein von BFE-Direktor Benoît Revaz wurde die Ministererklärung 2024 genehmigt. Für die Schweiz spielt die IEA eine Schlüsselrolle bei der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit ihrer Mitgliedsländer, bei der Entwicklung internationaler Forschungsprojekte und bei der Unterstützung der Energiewende durch die Elektrifizierung der Energiesysteme. Der Bundesrat hat im November 2022 beschlossen, dem modernisierten **Energiechartavertrag**³⁵ zuzustimmen. In mehreren

Verhandlungsrunden hatte sich die Schweiz dafür eingesetzt, dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Aufgrund einer Blockade in der EU konnte die Modernisierung im November 2022 nicht wie geplant verabschiedet werden. Im Mai 2024 hat die EU beschlossen, dass EU und EURATOM aus dem Vertrag aussteigen, dass aber die Mitgliedsstaaten eigenständig entscheiden, ob sie in der Energiecharta verbleiben und der Modernisierung zustimmen wollen. Bislang hat eine Mehrheit von 18 EU-Mitgliedsstaaten noch keine Absichten zum Austritt aus dem Energiechartavertrag geäußert. Damit zeichnet sich ab, dass die Modernisierung an der Sitzung der Energiechartakonferenz im Dezember 2024 verabschiedet werden kann. Im Anschluss daran wird das UVEK in Zusammenarbeit mit dem WBF eine Vernehmlassungsvorlage zur Ratifizierung des modernisierten Vertrags ausarbeiten. Der Bundesrat wird voraussichtlich Ende 2025 die Botschaft dazu zu Händen des Parlaments verabschieden. Darüber hinaus wirkte die Schweiz bei der **Internationalen Atomenergie-Agentur (IAEA)** der UNO mit. Im Zentrum des Interesses der Schweiz liegen insbesondere die Themen der weltweiten nuklearen Sicherheit und Sicherung, Safeguards, die technische Kooperation sowie die Unterstützung der Mitgliedsländer durch nuklearwissenschaftliche Methoden, beispielsweise in den Bereichen Medizin, Wasser und Landwirtschaft. (Quellen: Bundesrat 2021d+2022b+2023f+I+2024e+f+g) / UVEK, 2023+2024).

35 Beim Energiechartavertrag (Energy Charter Treaty, ECT) handelt es sich um ein völkerrechtlich verbindliches Investitionsschutz- und Transitabkommen im Energiesektor zwischen 53 Staaten. Der Vertrag ist 1998 in Kraft getreten.

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
INTERNATIONALES UMFELD
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)



LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2023):	Bundesamt für Umwelt: COP28: Zwischenbilanz mit Bekenntnis zum Ausbau der erneuerbaren Energien, Medienmitteilung von 13. Dezember 2023.
BAFU (2024):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2022.
BAZL (2024):	Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2023 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2023a):	Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2022.
BFE (2024a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023.
BFE (2024d):	Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2023.
BFE (2024f):	Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2024
BFE/EICom/BWL (2022):	Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/202.
BFE/Swissgrid (2024):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2024):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2023.
BFS/BAFU/ARE (2024):	Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
Bundesblatt (2022):	Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), BBl 2022 2403.
Bundesblatt (2023):	Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBl 2023 2301.
Bundesrat (2016):	Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBl 2016 3865.
Bundesrat (2019b):	Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, Medienmitteilung vom 28. August 2019.
Bundesrat (2019c):	Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBl 2019 7203.
Bundesrat (2021a):	Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
Bundesrat (2021d):	Das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU wird nicht abgeschlossen, Medienmitteilung vom 26. Mai 2021.
Bundesrat (2022a):	Bundesrat genehmigt Szenariorahmen für Stromnetzplanung 2030/2040, Medienmitteilung vom 23. November 2022.
Bundesrat (2022b):	Beziehungen zur EU: Der Bundesrat legt Stossrichtung für Verhandlungspaket fest, Medienmitteilung vom 25. Februar 2022.

Bundesrat (2023c):	Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen; Medienmitteilung vom 22. Juni 2023.
Bundesrat (2023e):	Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
Bundesrat (2023g):	Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBl 2023 1602.
Bundesrat (2023f):	Der Bundesrat verabschiedet die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat mit der EU, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
Bundesrat (2023h):	28. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 22. September 2023.
Bundesrat (2023l):	Bundesrat diskutiert Handlungsoptionen betreffend Energiechartavertrag, Medienmitteilung vom 8. November 2023.
Bundesrat (2024d):	Bundesrat will den Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.
Bundesrat (2024e):	Der Bundesrat nimmt eine Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen vor, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.
Bundesrat (2024f):	Bundespräsidentin Amherd und EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen eröffnen Verhandlungen Schweiz-EU, Medienmitteilung vom 18. März 2024.
Bundesrat (2024g):	Beziehungen Schweiz–EU: Der Bundesrat verabschiedet das endgültige Verhandlungsmandat, Medienmitteilung vom 8. März 2024.
Bundesrat (2024j):	Bundesrat will Stromreserve gesetzlich verankern, Medienmitteilung vom 1. März 2024
Bundesrat (2024k):	Initiative «Blackout stoppen»: Bundesrat schlägt indirekten Gegenvorschlag vor, Medienmitteilung vom 28. August 2024.
COM(2021) 550 final:	Mitteilung der Kommission «Fit für 55»: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030.
COM(2022) 230 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, REPowerEU Plan
EICom (2023):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.
EICom (2024):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2023.
ENTSO-E (2023):	European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2023 Edition.

IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.
IPCC (2023):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
OECD/IEA (2024):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2023.
Prognos/TEP/Infras/ Ecoplan (2020):	Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2024a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2022 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2024b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2022 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025
Swissgrid (2023):	Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025, Bericht zu Handen des UVEK, i.A. der ElCom.
Universität Basel /ETHZ/ Consentec (2022):	Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i.A. des BFE.
UVEK (2023):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
UVEK (2024):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
VNB (2024):	Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.
WEKO (2020):	Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

- 9** **Abbildung 1:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
- 10** **Abbildung 2:** Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
- 11** **Abbildung 3:** Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)
- 12** **Abbildung 4:** Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000
- 16** **Abbildung 5:** Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)
- 19** **Abbildung 6:** Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren
- 24** **Abbildung 7:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)
- 26** **Abbildung 8:** Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern
- 28** **Abbildung 9:** Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch
- 29** **Abbildung 10:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%)
- 36** **Abbildung 11:** Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)
- 38** **Abbildung 12:** Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)
- 40** **Abbildung 13:** Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)
- 44** **Abbildung 14:** Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)
- 45** **Abbildung 15:** Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne internat. Flugverkehr)
- 48** **Abbildung 16:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)

IMPRESSUM

DEZEMBER 2024

Herausgeber — Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13 · CH-3063 Ittigen · Post-
adresse: Bundesamt für Energie BFE,
CH-3003 Bern · Tel. +41 58 462 56 11 ·
contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch
twitter.com / bfeenergieia

Bilder: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.energiemonitoring.ch