

ENERGIESTRATEGIE 2050

MONITORING-BERICHT 2023

KURZFASSUNG¹

¹ Mit Daten mehrheitlich bis 2022. Im Jahr 2022 ist kein jährlicher Monitoringbericht erschienen. Stattdessen verabschiedete der Bundesrat Ende 2022 die erste fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings (Bundesrat, 2022c).



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

INHALTS- VERZEICHNIS

4 EINLEITUNG

▶ 8 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

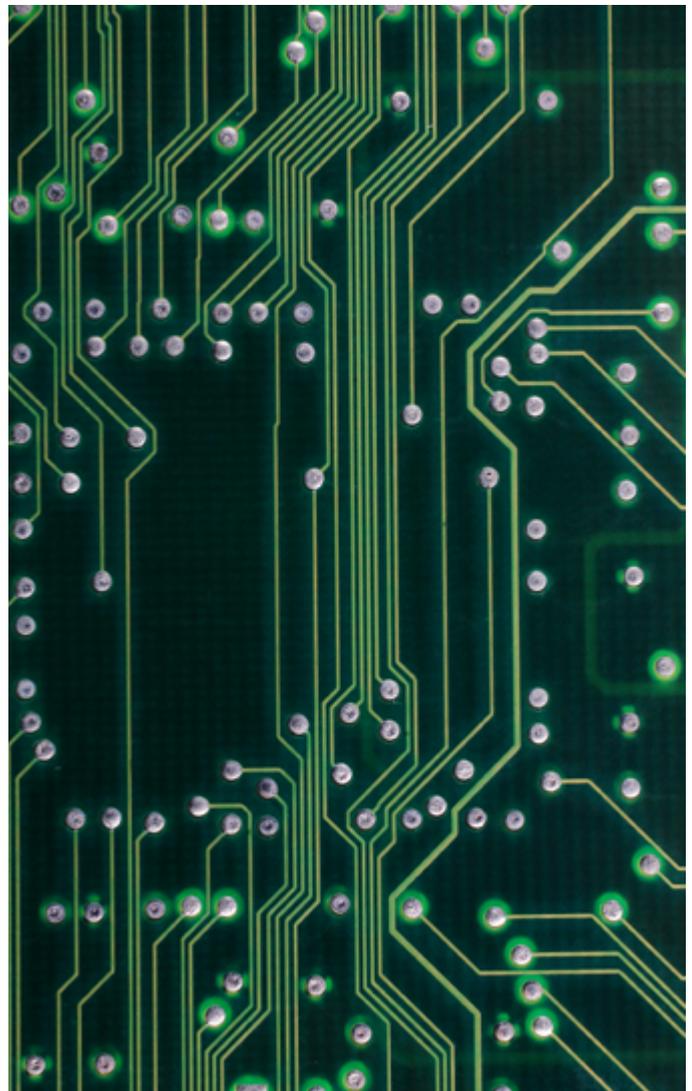
- 9 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 10 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 12 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 13 Stromproduktion aus Wasserkraft

▶ 14 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 15 Status und Dauer der Netzevorhaben im Übertragungsnetz
- 25 Erdverlegung von Leitungen
- 27 Intelligente Zähler (Smart Meter)

▶ 28 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 29 Diversifizierung der Energieversorgung
- 30 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

▶ 42 THEMENFELD CO₂-EMISSIONEN

- 43 Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf
- 45 Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

▶ 46 THEMENFELD FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE

- 47 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

▶ 48 THEMENFELD INTERNATIONALES UMFELD

- 49 Entwicklung der globalen Energiemärkte
- 53 Entwicklungen in der EU
- 55 Internationale Klimapolitik
- 57 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

59 LITERATUR- UND QUELLEN- VERZEICHNIS

62 ABBILDUNGSVERZEICHNIS





► **EINLEITUNG**

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dies unter Beachtung einer weiterhin sicheren und wirtschaftliche Energieversorgung. Die Schweizer Stimmbevölkerung hat in der Referendumsabstimmung vom Mai 2017 die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung angenommen, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Fortsetzung ►►►

Vor dem Hintergrund des neuen Klimaziels für 2050 (s. weiter unten) 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 wird die Energiestrategie 2050 weiterentwickelt. Das Parlament hat das Gesetz in der Herbstsession 2023 verabschiedet. Es wird voraussichtlich am 1. Januar 2025 in Kraft treten (vorbehältlich einer Referendumsabstimmung). 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, den sogenannten Beschleunigungserlass, zu Händen des Parlaments verabschiedet (Bundesrat 2023). 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 eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Schweiz soll bis 2050 unter dem Strich keine Treibhausgase mehr ausstossen. Dieses Netto-Null-Ziel beschloss der Bundesrat im Herbst 2019 (Bundesrat, 2019a). Die aktualisierten 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/Infras/Ecoplan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bilden eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz», welche der Bundesrat im Januar 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels verabschiedet hat. Diese präsentiert die Leitlinien für die Klimapolitik bis 2050 und legt strategische Ziele für die verschiedenen Sektoren fest (Bundesrat 2021a). Am 18. Juni 2022 stimmte die Schweizer Bevölkerung dem «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» (KIG) zu. Es war als parlamentarische Initiative (Pa.Iv 21.501) der UREK-N als indirekter Gegenvorschlag in die Debatte um die Gletscher-Initiative eingebracht worden. Mit dem neuen Gesetz wird das bisher indikative Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung verankert. Es legt zudem Zwischenziele und sektorielle Richtwerte fest. Weiter umfasst das Gesetz verschiedene Fördermassnahmen, um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen.

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 Massnahmen sah das revidierte CO₂-Gesetz vor, welches die Schweizer Stimmbevölkerung in der Referendumsabstimmung vom Juni 2021 verworfen hatte. Das Reduktionsziel für 2030 gilt aber nach wie vor. Der Bundesrat hat deshalb im September 2022 die Botschaft zu einer neuen Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit von 2025 bis 2030 verabschiedet (Bundesrat 2022d). Die Vorlage verzichtet auf Instrumente, die unter anderem zur Ablehnung der letzten Revision geführt haben. Sie befindet sich aktuell in der parlamentarischen Beratung. Um die Ende 2021 auslaufenden unbestrittenen Massnahmen des CO₂-Gesetzes zu verlängern und das nationale Verminderungsziel bis Ende 2024 fortzuschreiben, hat das Parlament gestützt auf eine parlamentarische Initiative (Pa.Iv. 21.477) der UREK-N eine Teilrevision des CO₂-Gesetzes beschlossen, die rückwirkend per 1. Januar 2022 in Kraft getreten ist.

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 für das Jahr 2023 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2022) 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 ein sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament neue verbindliche Ziele für 2035 und 2050 festgeschrieben. Das Gesetz tritt voraussichtlich am 1.1.2025 in Kraft (vorbehältlich einer Referendumsabstimmung). Die nachfolgende Grafiken und der Kommentare nehmen deshalb auch Bezug auf diese neuen verbindlichen Zielwerte.

ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

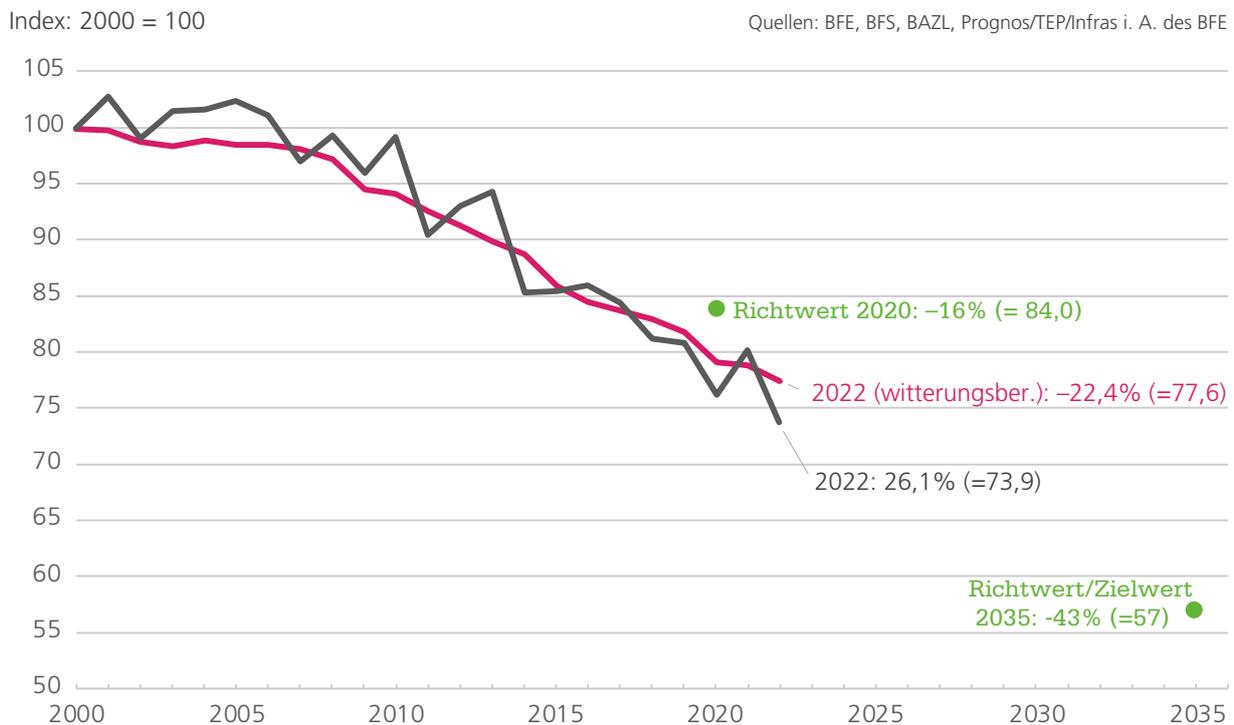


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs² pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2022 um 9,8 Prozent abgenommen hat, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 22,2 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent (Richtwert) bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 43 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert verankert. 2022 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 80,6 Gigajoule (22,4 MWh) und damit 26,1 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 22,4 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,3 Prozent pro Jahr sinken, damit der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,6 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 3,9 Prozent abgenommen (respektive um 7,4 Prozent ohne den internationalen Luftverkehr). Dieser Rückgang ist vorwiegend auf die wärmere Witterung und die damit verbundene gesunkene Nachfrage nach Raumwärme zurückzuführen.

Effizienzsteigerungen, die Energie-Sparkkampagne des Bundes und die deutlich angestiegenen Energiepreise sind weitere Faktoren, die zur Reduktion des Energieverbrauchs 2022 beigetragen haben. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2022 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 2022 Substitutionseffekte aus, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von Heizöl mit Erdgas und zunehmend mit Fernwärme, Umgebungswärme und Holz sowie die Substitution von Benzin mit Diesel. Als Folge des Abgasskandals fand diese Entwicklung bei den Treibstoffen in 2016 vorerst ein Ende, der Effekt ist aber in der Langfristbetrachtung noch bedeutend. (Quellen: BFE, 2023a/BFS, 2023a/BAZL, 2023/Bundesblatt, 2023/Prognos/TEP/Infras 2023a+b).

² Ohne internationalen Flugverkehr

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

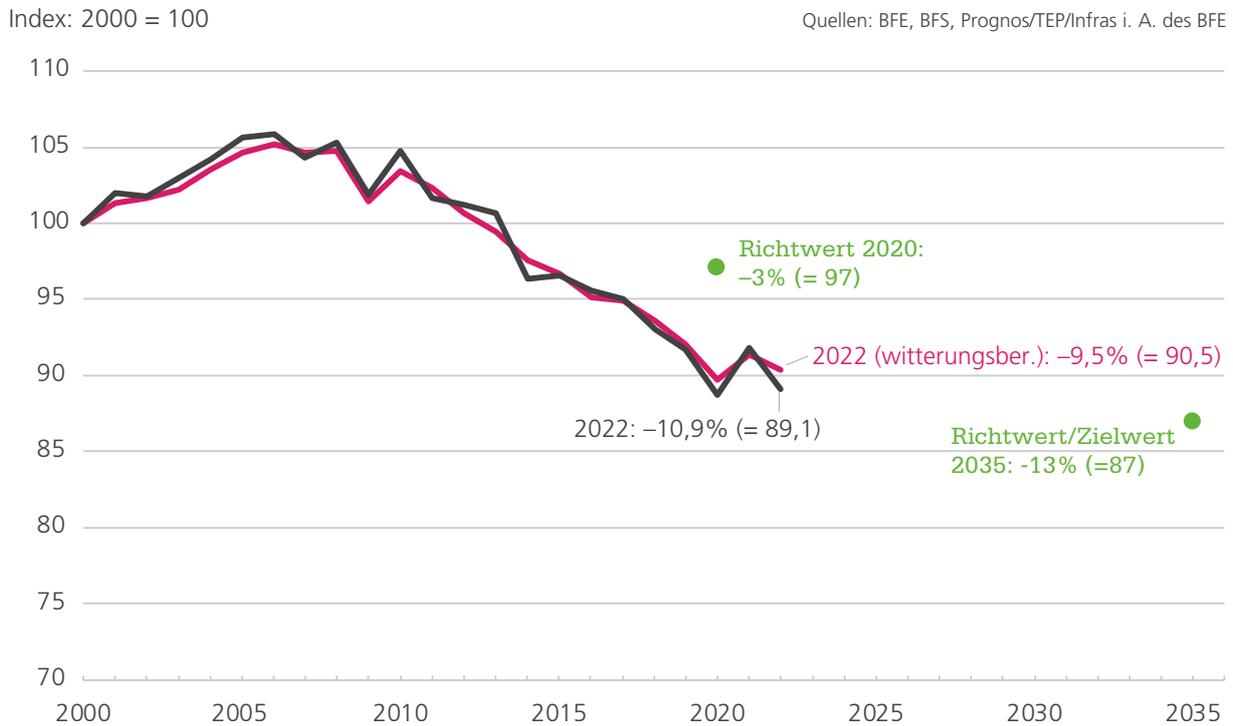


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2022 um 1,3 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 17,3 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 3 Prozent bis 2020 und 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 verankert. 2022 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,4 Gigajoule (6498 kWh) und damit 10,9 Prozent tiefer als im

Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 9,5 Prozent (vgl. rote Kurve). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,05 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 für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2022 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,9 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang ist hauptsächlich die gegenüber dem Vorjahr wärmere Witterung. Effizienzsteigerungen sowie die Energiesparkkampagne des Bundes haben zusätzlich zur

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Reduktion beigetragen. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2022 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Substitutionseffekte (z.B. Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen und konventionell betriebenen Verbrennern mit Elektrofahrzeugen) und Struktureffekte bei (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen). Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) und technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2023a/BFS, 2023a/Bundesblatt, 2023/Prognos/TEP/Infras 2023a+b/Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

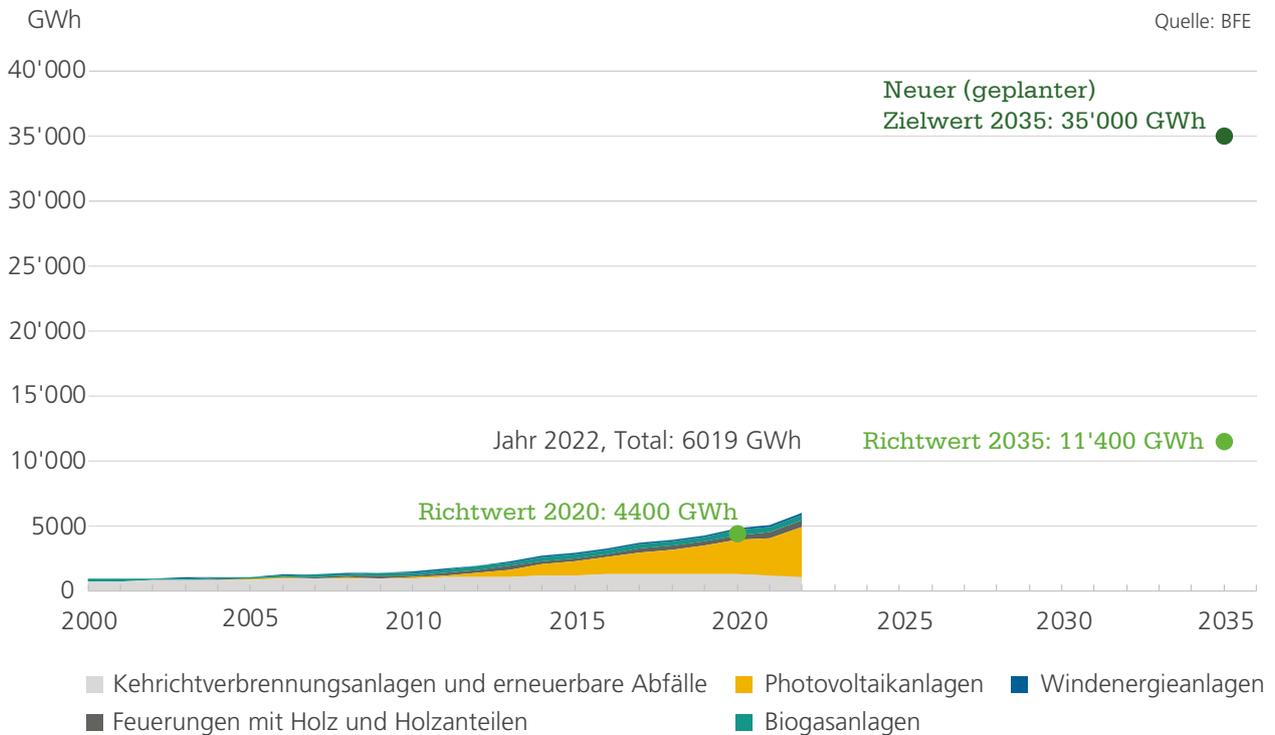


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

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 dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament neue verbindliche Ziele für 2035 und 2050 festgeschrieben. Das Gesetz tritt voraussichtlich am 1.1.2025 in Kraft (vorbehältlich einer Referendumsabstimmung).

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2022 betrug die Produktion 6019 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 10,4 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1403 GWh. 2022 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1039 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 385 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiengesetz 11'400 GWh. Um diesen zu

erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 414 GWh pro Jahr erforderlich. Ein deutlich höherer Zuwachs von 2229 GWh pro Jahr ist für die Erreichung des Zielwertes von 35'000 GWh gemäss dem vom Parlament verabschiedeten Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erforderlich.

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 64,1 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion bei. Deutlich geringer fiel das Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (trägt mit 18,1 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion bei), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2022: 8,5%), aus Biogas (Anteil 2022: 6,8%), Windenergie (Anteil 2022: 2,5%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2023a/Bundesblatt, 2023).

STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

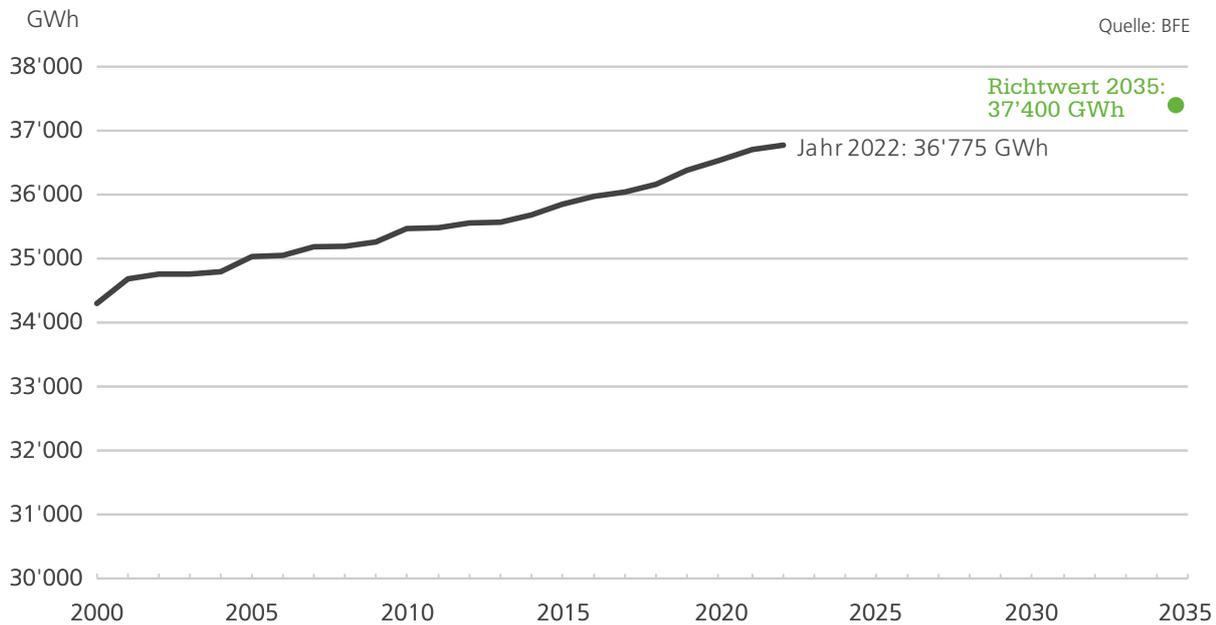


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung³ von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000

Abbildung 4 (n. B. Skala beginnt nicht bei null) zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist. 2022 (Stand 1.1.2023) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'775 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'488 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 67,3 Prozent erreicht. 2022 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 67 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 117 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 48 GWh notwendig. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein Zielwert

von 37'900 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 87 GWh nötig (Quelle: BFE, 2023b).

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 Stromnetze (Strategie Stromnetze) als Teil der Energiestrategie 2050 ab, welches seit 2019 in Kraft ist (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze.

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 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 (s. *weiter unten*) ein Sachplanverfahren durchgeführt werden. Für den Bereich der elektrischen Leitungen ist der

SÜL massgebend. 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 vor⁴, 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 Szenariorahmens 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 bis Ende 2024. Aufgrund der weiterentwickelten gesetzlichen Grundlagen im Bereich Stromnetze hat der Bundesrat zudem den aus dem Jahr 2001 stammenden Konzeptteil des SÜL revidiert und im Juni 2023 verabschiedet (Bundesrat, 2023a). Im Weiteren will der Bundesrat den Planungsprozess für den Ausbau des Stromnetzes verkürzen und bei der Sachplanung für Höchstspannungsleitungen statt zuerst ein Planungsgebiet direkt den Planungskorridor festlegen; diesen Vorschlag hat er im Juni 2023 im Rahmen des sog. Beschleunigungserlasses für den Bau von Solar-, Wind und Wasserkraftwerken in die Vernehmlassung gegeben (Bundesrat, 2023b+g). Zudem hat der Bundesrat im November 2023 eine Aussprache über weitere Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für den Um- und Ausbau der Stromnetze geführt. Dazu gehören beispielsweise die Optimierung der bundesinternen Verfahrens- und Bereinigungsverfahren bei Projekten im Sachplan Übertragungsleitungen oder der Verzicht auf ein Sachplanverfahren für den Ersatz oder die Sanierung bestehender Leitungen auf bestehenden Trassees.

⁴ 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 Plangenehmigungsentscheids. Mit Inbetriebnahme des Netzvorhabens endet die Realisierung.

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁵	GEPLANTE INBETRIEBNAHME ⁶
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 	BVGer	2027
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. Vorprojekt	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 	Realisierung	2023

Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2023)

5 Stand 15.10.2023

6 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. ⁷	2035
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–Frolo	<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–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–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

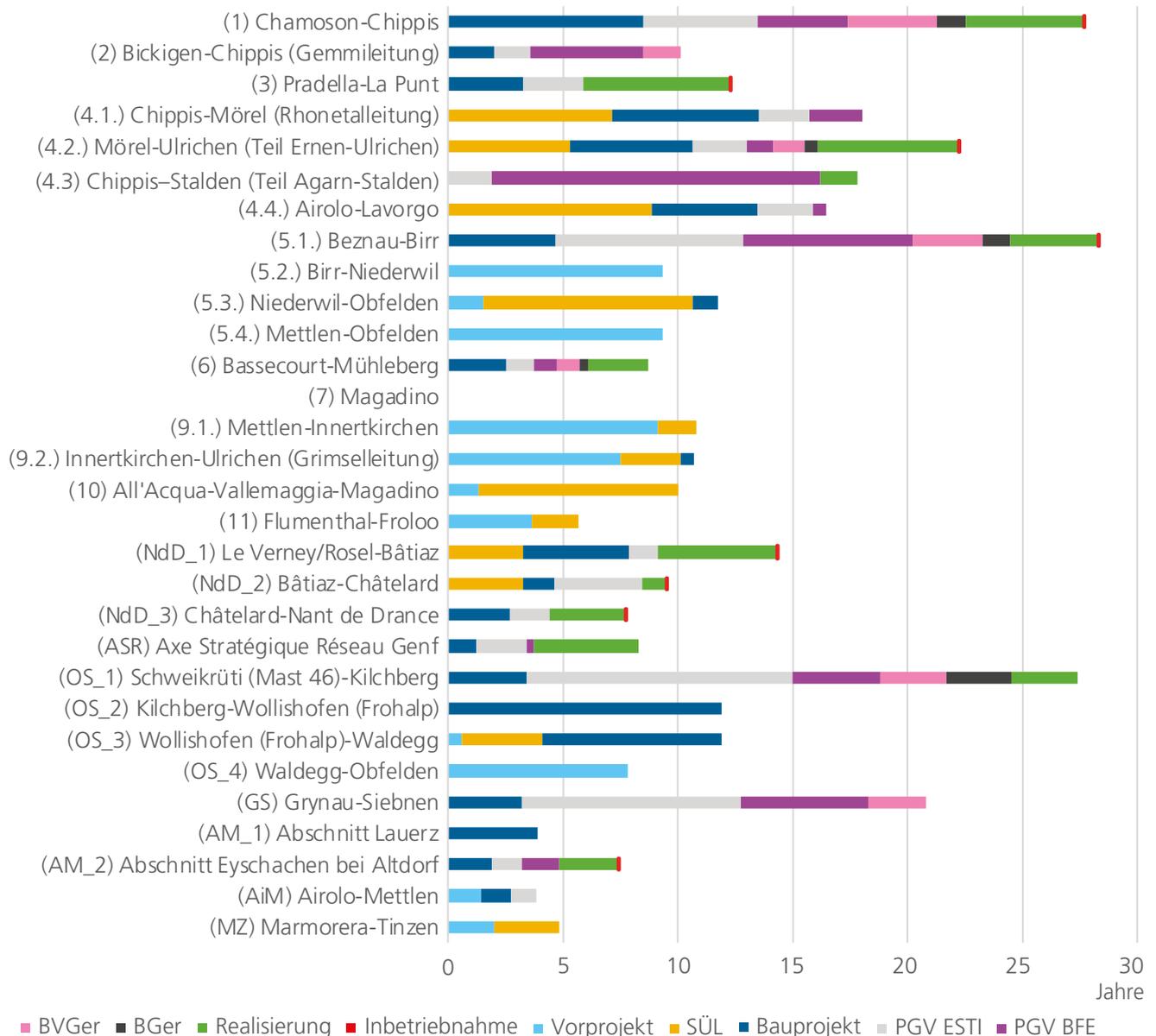
Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2023)

⁷ 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 Vorprojekt	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: 15.10.2023)

Quellen: BFE, Swissgrid

Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2023 in Jahren⁸

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in **Abbildung 6** die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schleifen 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.

⁸ **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 eruiert, 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 zusätzliche Verfahrensdauer je hälftig der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

KURZBESCHREIBUNG DER PLANUNGS- UND REALISIERUNGSETAPPEN EINZELNER NETZVORHABEN (STAND: 15. OKTOBER 2023)

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. Aufgrund der angespannten Versorgungslage ab dem zweiten Halbjahr 2022 ermöglichte der Bundesrat eine temporäre Spannungserhöhung der Leitung auf 380 kV im Zeitraum Januar bis April 2023. Die reguläre Inbetriebnahme ist für 2027 vorgesehen.

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. Bauprojekt- 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.

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 diese 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.

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.

5. Beznau–Mettlen

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens 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 Jahren 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 befindet sich in der Vorprojektphase. Diese wurde zwischenzeitlich ausgesetzt, um den Bundesratsentscheid zum Planungskorridor sowie zur Übertragungstechnologie abzuwarten (s. 5.3).

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. Aufgrund der angespannten Versorgungslage ab dem zweiten Halbjahr 2022 ermöglichte der Bundesrat eine temporäre Spannungserhöhung der Leitung auf 380 kV im Zeitraum Januar bis April 2023. Die reguläre Inbetriebnahme ist bis Ende 2023 geplant.

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 Netzzorhabens ist aktuell für 2035 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 März 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, 2023/Swissgrid 2015)

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



ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

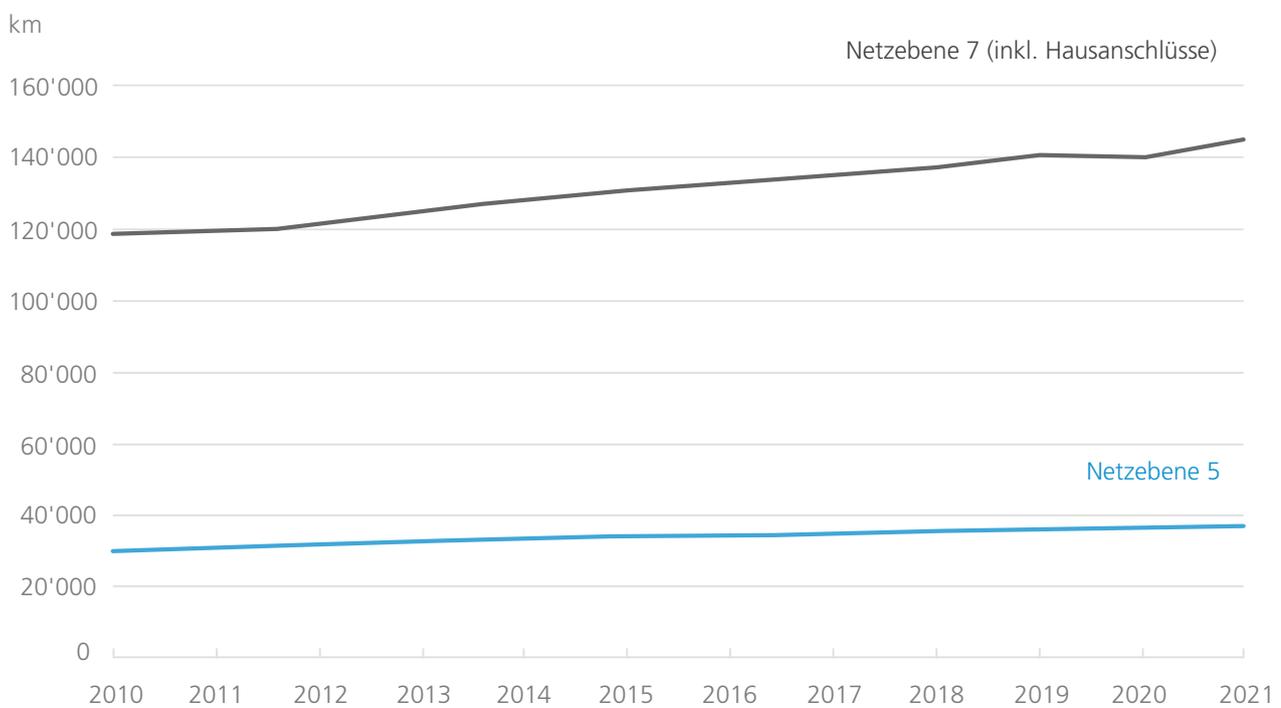
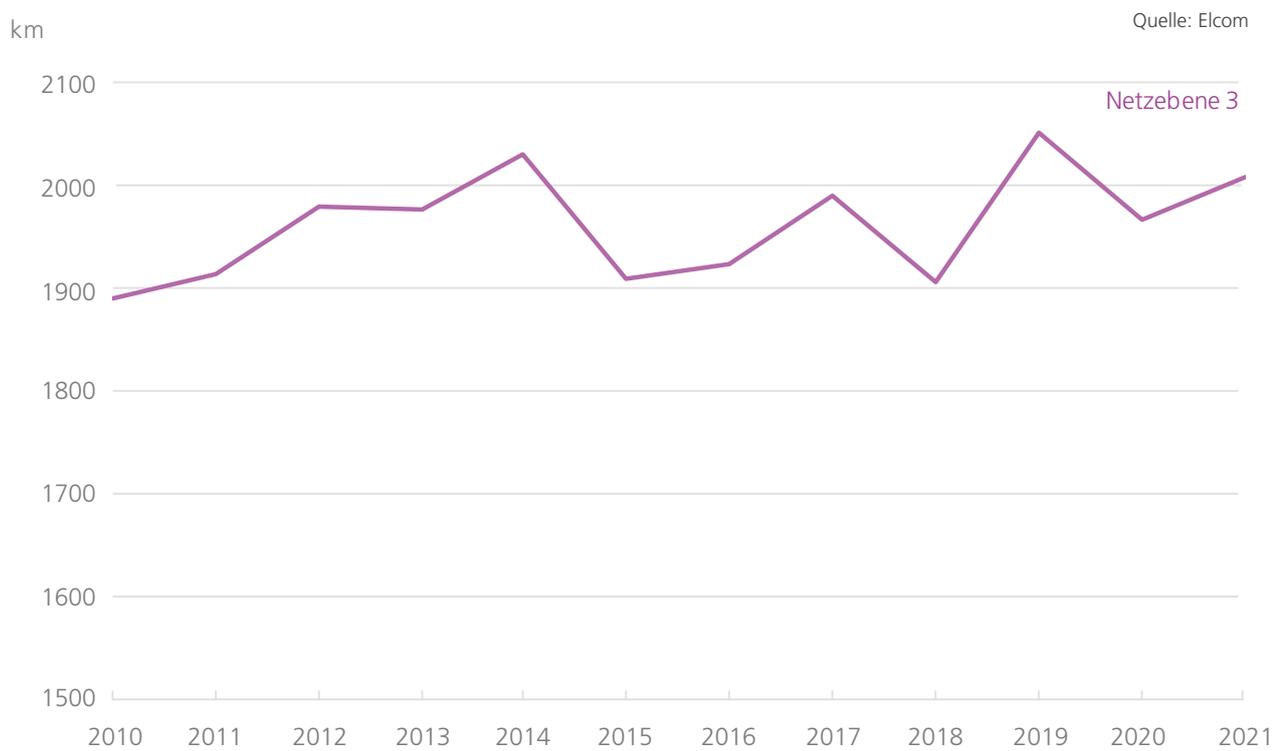


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

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 Kriterien⁹ entschieden werden. 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. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig

ausgeprägt. Zudem zeigten sich zwischen 2014 und 2015, zwischen 2017 und 2018 sowie zwischen 2019 und 2020 rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. 2021 hat die Verkabelung indes gegenüber dem Vorjahr wieder etwas zugenommen. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 207'279 Kilometern, wovon gut 89 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau–Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg/Riniken wurde indes 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 «Bâtiáz–Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende 220-kV-Freileitung, die das Rhôneetal auf einer Länge von 1,2 Kilometern durchquerte. Seit Anfang April 2022 ist dieser Abschnitt in Betrieb. 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: ECom, 2023a/BFE/Swissgrid, 2023).

⁹ vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [Freileitung oder Kabel \(admin.ch\)](#)

INTELLIGENTE ZÄHLER (SMART METER)

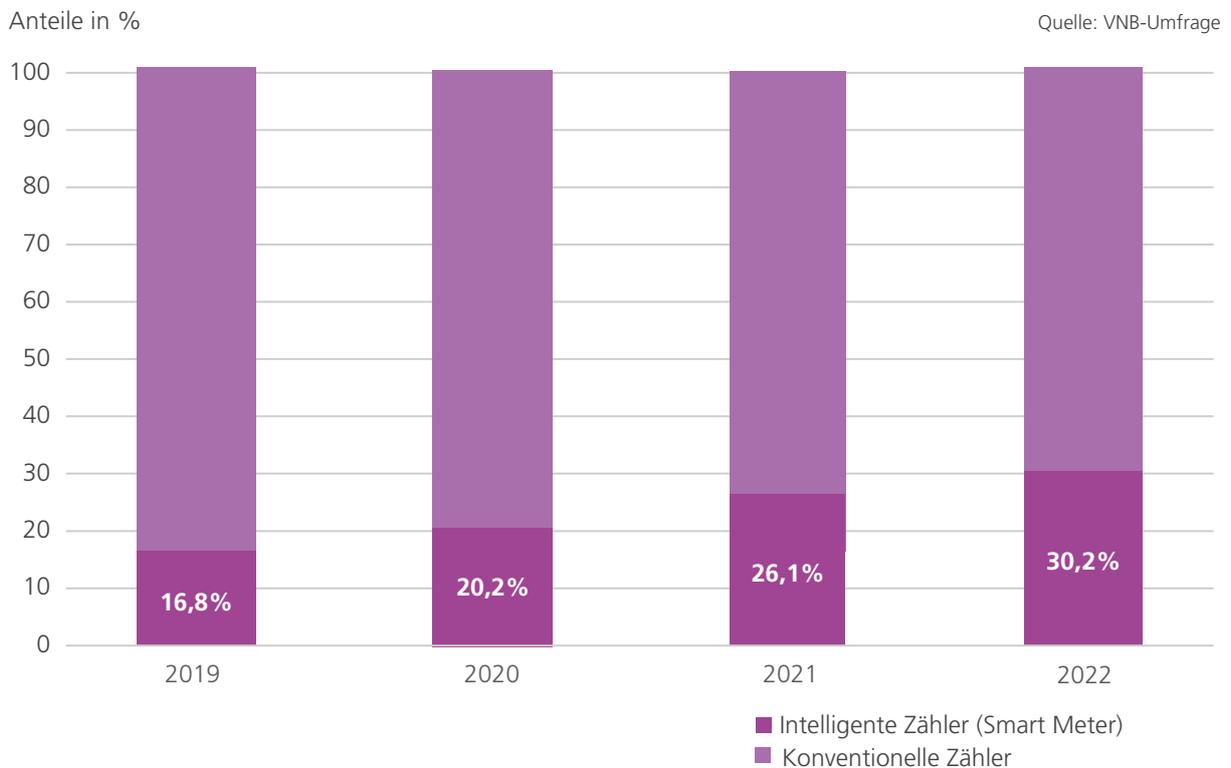


Abbildung 8: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern¹⁰

Der steigende Anteil an dezentraler Stromerzeugung führt zu zahlreichen Herausforderungen an die Stromnetze. Neben Erneuerung und Ausbau ist daher der Umbau in Richtung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) eine wichtige Stossrichtung der Energiestrategie 2050. Durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien entstehen integrierte Daten- und Elektrizitätsnetze mit neuartigen Funktionalitäten. So können intelligente Steuerungen beispielsweise die fluktuierende Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien sowie den Stromverbrauch ausbalancieren. Smart Grids gewährleisten einen sicheren, effizienten und zuverlässigen System- und Netzbetrieb und tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. Die nachfolgenden Indikatoren zeigen die Entwicklung wichtiger Komponenten dieses intelligenten Netzes: Intelligente Zähler (Smart Meter), Spannungsregelungsinstrumente (Transformation) sowie neue netzdienliche Steuer- und Regelungsinstrumente (Flexibilität).

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 Stromversorgungsverord-

nung (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 restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2022 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 1'750'150 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von gut 30 Prozent, wie **Abbildung 8** zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2023).

¹⁰ 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 Auslandsabhängigkeit 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 internationaler Flugverkehr) 2022 über 45 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 27 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 13 Prozent. Der Anteil der Erdölbrennstoffe ist zwischen 2000 und 2022 um rund 13 Prozentpunkte zurückgegangen, bedingt durch den Austausch von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2022 gegenüber dem Vorjahr um 4 Prozent stark zugenommen, ist aber im Vergleich zum Jahr 2000 immer noch ein Prozent tiefer. Darüber hinaus wirkten die wärmere Winterung, die wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine hohen Energiepreise sowie die Energiesparkampagne des Bundes insbesondere auf die Anteile der Brennstoffe Öl (–2%, im Jahresvergleich) und Gas (–2%). Längerfristig (zwischen 2000 und 2022) haben wegen der bedeutende Abnahme von Öl die Anteile von allen anderen Energieträgern (ausser Kohle) zugenommen: Erdgas (+2,3%), Strom (+4,6%), Holz und Holzkohle (+2,1%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,5%) und Fernwärme (+1,2%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2023a).

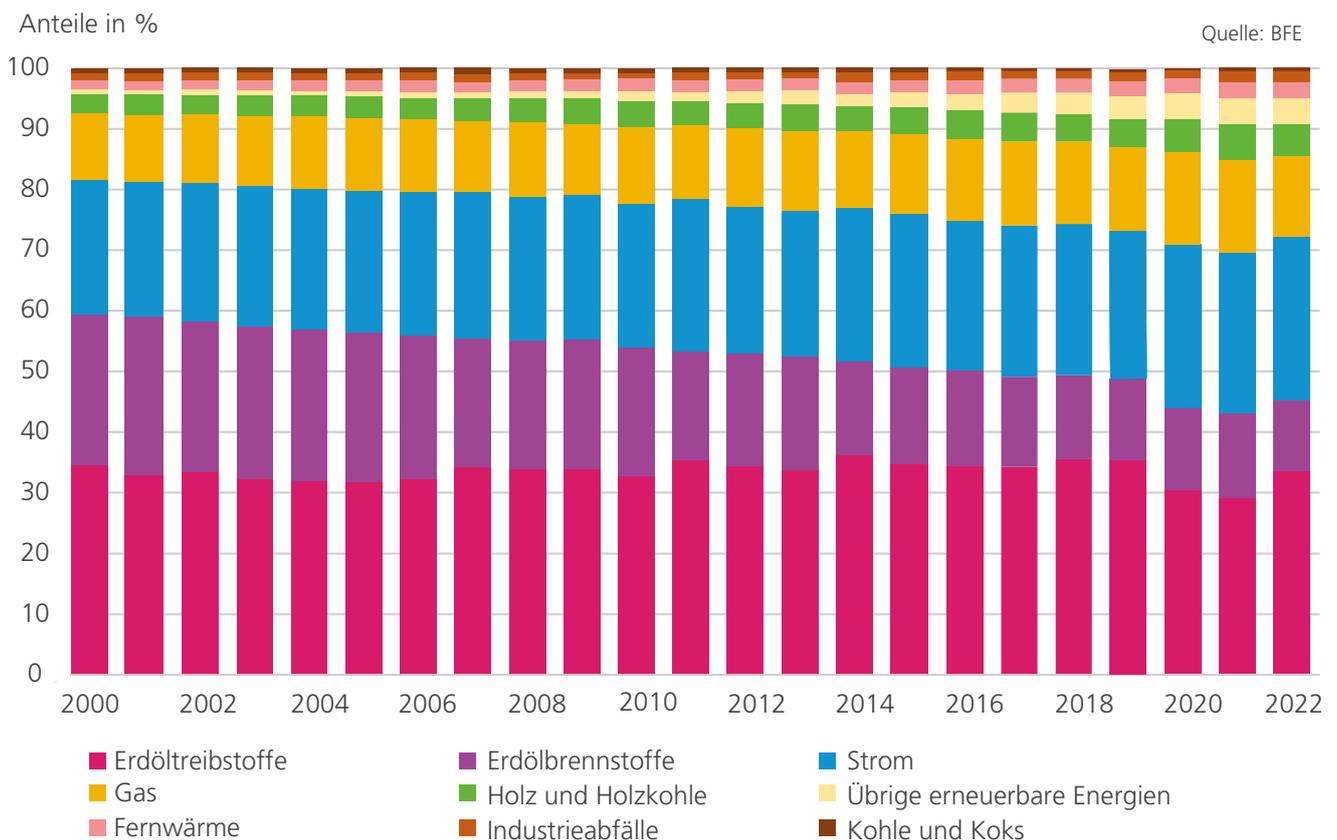


Abbildung 9: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

AUSLANDABHÄNGIGKEIT

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. Aufgrund der langanhaltenden Trockenheit im Jahr 2022, die zu einer starken Abnahme der Wasserkraftproduktion führte, hat die Inlandproduktion erstmals seit 2011 gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich abgenommen. Die Wasserkraft bleibt trotzdem die wichtigste inländische Energiequelle, 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, und bleibt damit auf hohem Niveau: 2022 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 73,3 Prozent (2021: 70,2% und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, 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, 2023a/BFS/BAFU/ARE, 2023).

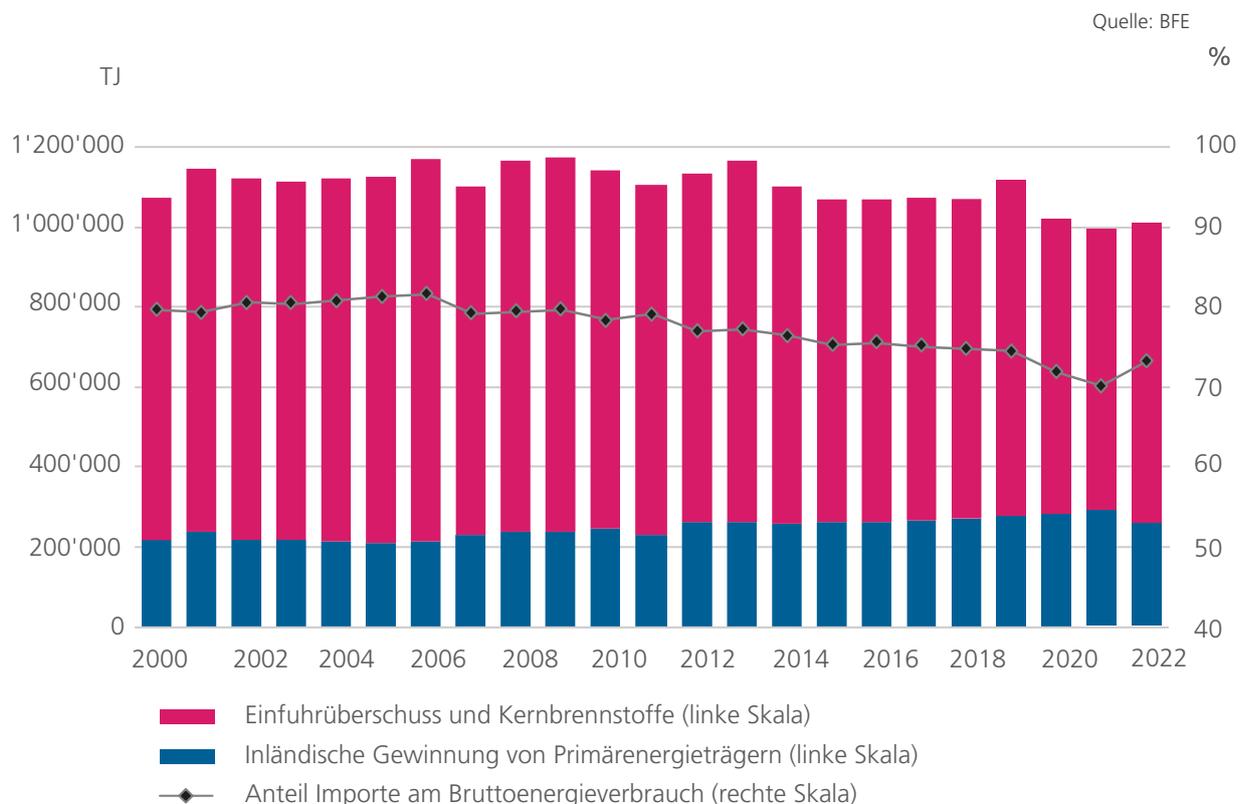


Abbildung 10: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%)

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 überwiesen sind verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vorgesehen. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft und alpine Solaranlagen), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023). Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der damit verbundenen Befürchtung einer Gasknappheit steht aktuell die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders 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 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 Stromnetze 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, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind

die zugrundeliegenden 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. Diese kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für den Winter 2023/24 ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben. Mit den vom Bundesrat eingeleiteten Massnahmen kann der Energieverbrauch in den wahrscheinlichsten Szenarien (*siehe unten*) gedeckt werden. Mit einer Wasserkraftreserve kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines temporären Reservekraftwerks in Birr (AG) und weiterer Reservekraftwerke und Notstromgruppen können die allenfalls fehlende Energie 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 im Rahmen der Sparkampagne leisten einen wichtigen Beitrag.

- **Das Referenzszenario** geht davon aus, dass die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im Winter 2022/2023 um 35 Prozent reduziert ist, europaweit aber genügend Gas zur Verstromung zur Verfügung steht. Die Berechnungen zeigen, dass in diesem Szenario ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage

STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT: SYSTEM ADEQUACY UND WINTERPRODUKTIONSFÄHIGKEIT

ge zur Verfügung steht. Voraussetzung ist jedoch, dass der marktbasierter Stromhandel in Europa weiterhin funktioniert und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist.

- **Im Gasknappheitsszenario** wird angenommen, dass die Gasverfügbarkeit für die Stromproduktion europaweit um rund 15 Prozent eingeschränkt ist. In den weitaus meisten, nämlich in 87 Prozent der rund 2400 Simulationen für dieses Szenario kommt es in der Schweiz zu keinem Stromversorgungsengpass. In 8% der Simulationen entspricht die fehlende Strommenge mehr als einem Wintertagesverbrauch (ENS: Energy Not Served), der bei rund 170 GWh liegt. In 5 Prozent der Simulationen fehlt im Winter eine Strommenge von über zweieinhalb Wintertagesverbräuchen.
- **Im Kernkraftausfallszenario** fallen im Winter sogar 50 Prozent des nuklearen Kraftwerkparks in Frankreich und zusätzlich die Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau 1 aus. In diesem Szenario kann es in Europa zu regional angespannten Situationen kommen, die sich jedoch nicht auf die Schweiz ausdehnen, dank der zur Verfügung stehenden Wasserkraft und ausreichenden Importkapazitäten aus den übrigen Nachbarzonen.
- **Das Extremszenario** mit einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit aller Schweizer Kernkraftwerke hätte erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einem solchen, allerdings sehr unwahrscheinlichen Szenario fehlt im Winter im Durchschnitt eine Strommenge von knapp sechs typischen Wintertagesverbräuchen (Quelle: BFE/EICom/BWL, 2022).

Ende 2022 publizierte das BFE eine SA-Studie mit dem **Zeithorizont bis zum Jahr 2040**. Basierend auf den Energieperspektiven 2050+, welche insbesondere auch das Klimaziel von Netto-Null bis 2050 berücksichtigt, wird in dieser Studie eine Beurteilung der mittel- und langfristigen Stromversorgungssicherheit vorgenommen. Des Weiteren wurden auch weitere Einflussgrößen betrachtet, u. a. mit Hinblick auf das Fehlen eines

Stromabkommens. Nicht berücksichtigt wurde hingegen aus zeitlichen Gründen eine mögliche Gasknappheit (*siehe oben: kurzfristige SA-Studie*). Die Studie 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.
- Ist die Kooperation mit Europa sichergestellt (Stromabkommen oder technische Verträge, welche dazu führen, dass die Austauschkapazitäten auf dem heutigen Niveau gehalten werden können), treten in den Berechnungen aus Marktperspektive auch in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe auf, selbst wenn die Schweizer Kernkraftwerke nicht zur Verfügung stehen.
- 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 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.

STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT: SYSTEM ADEQUACY UND WINTERPRODUKTIONSFÄHIGKEIT

- Bei einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Ausbau entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe. Solche drohen nur 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 integrierte werden kann. (Quelle: Universität Basel/ETHZ/Consentec, 2022).

Die ElCom 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 ElCom 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 2021¹¹ aufgrund der jüngsten 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 zu Versorgungsproblemen. Auch im evaluierten Stressszenario (mit Gasknappheit und tiefer

KKW-Verfügbarkeit) treten zwar in den meisten Simulationen keine Knappheiten auf, sie sind jedoch nicht 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 ElCom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktualisiert. 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 der ElCom – 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 ElCom 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.

STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT: SYSTEM ADEQUACY UND WINTERPRODUKTIONSFÄHIGKEIT

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die ElCom 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 Notstromgruppen, ca. 110 MW Leistung. Ende Juli 2023 hat des BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 gestartet. Das Volumen der Ausschreibung liegt bei 400 MW (Quellen: Swissgrid, 2023/Elcom, 2023c).

11 Frontier Economics (2021): Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.

➤ 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

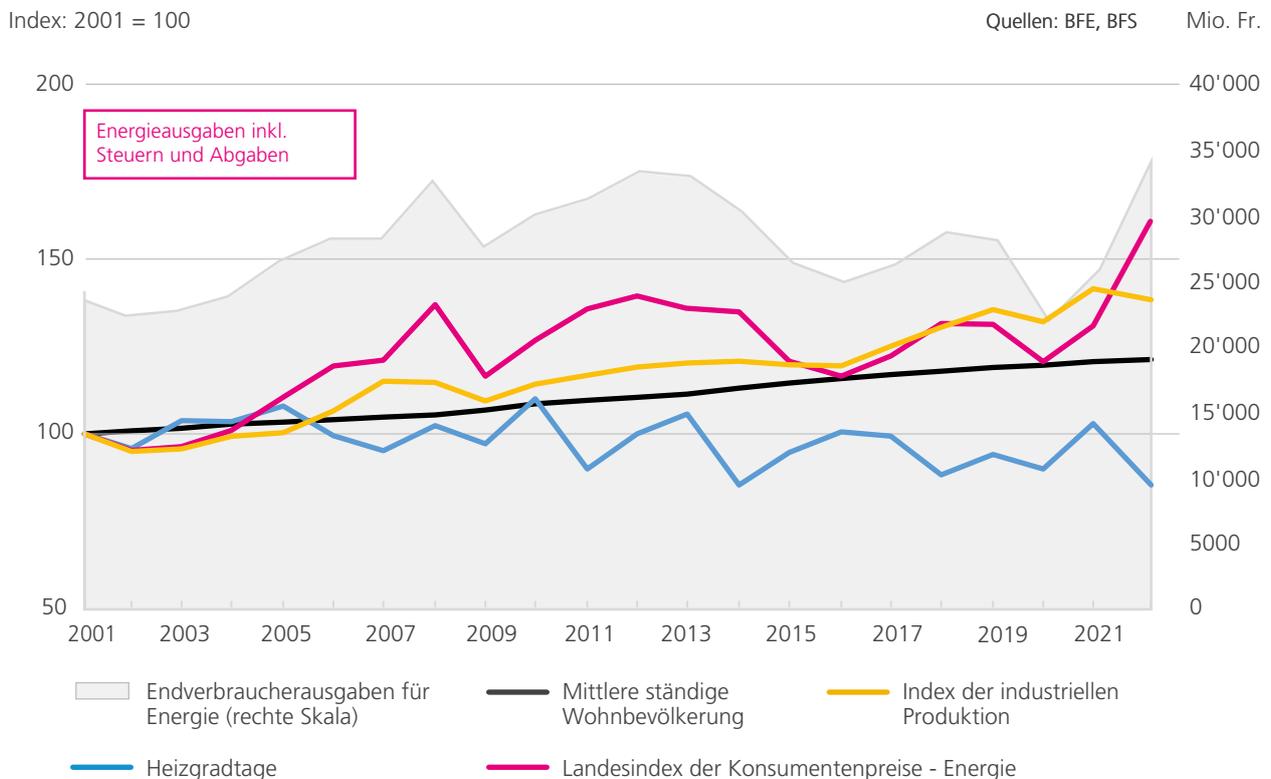


Abbildung 11: Entwicklung der Endverbraucherenausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherenausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2022 rund 34,1 Mrd. Franken betrug. Nachdem der Wert noch im Jahr 2020 mit 22 Mrd. Franken ein Tief erreicht hatte, stiegen die Ausgaben in den Jahren 2021 (rund 25,9 Mrd. Franken) und v.a. im Jahr 2022 stark an. Der Anstieg der Ausgaben war von den Anstiegen der Preise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindex der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, um 22 Prozent innerhalb eines Jahres. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas)¹² – auf diese drei Energieträger entfielen mit 22,6 Mrd. Franken rund zwei Drittel der Gesamtausgaben für Energie. Für Strom wurden rund 10,5 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf feste Brennstoffe sowie Fernwärme (570 Mio. Franken)¹³. Zwischen 2001 und 2021 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich

0,4 Prozent pro Jahr. Im ausserordentlichen Jahr 2022 wurden dann 31 Prozent oder 8,1 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben als im Vorjahr, womit die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2022 auf 1,6 Prozent anstieg. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,5 Prozent), die Bevölkerung (jährlich 0,9 Prozent) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 2,2 Prozent) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherenausgaben 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. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der

ENDVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE

Endverbraucherausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. 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 das Jahr 2022 war von den stark steigenden Preisen und den damit verbundenen hohen Ausgaben gekennzeichnet – dies obwohl die verbrauch-

ten 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, 2023a/BFS, 2023a).

12 Im Jahr 2022 waren 3,4% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Medienmitteilung BAFU vom 11. Juli 2023); der Anteil des eingespeisten inländischen Biogases am gesamten Gasverbrauch betrug 2022 1,3% (Medienmitteilung BFE vom 22. Juni 2023).

13 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

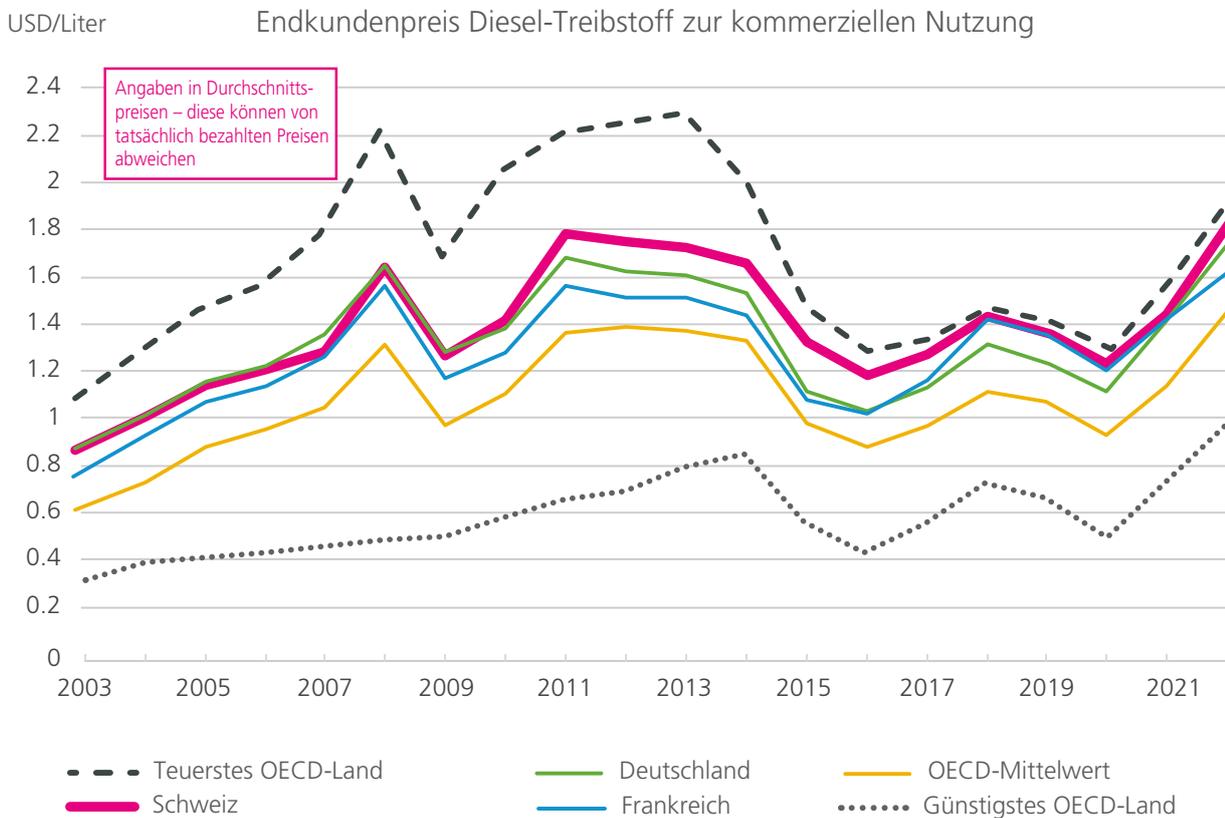
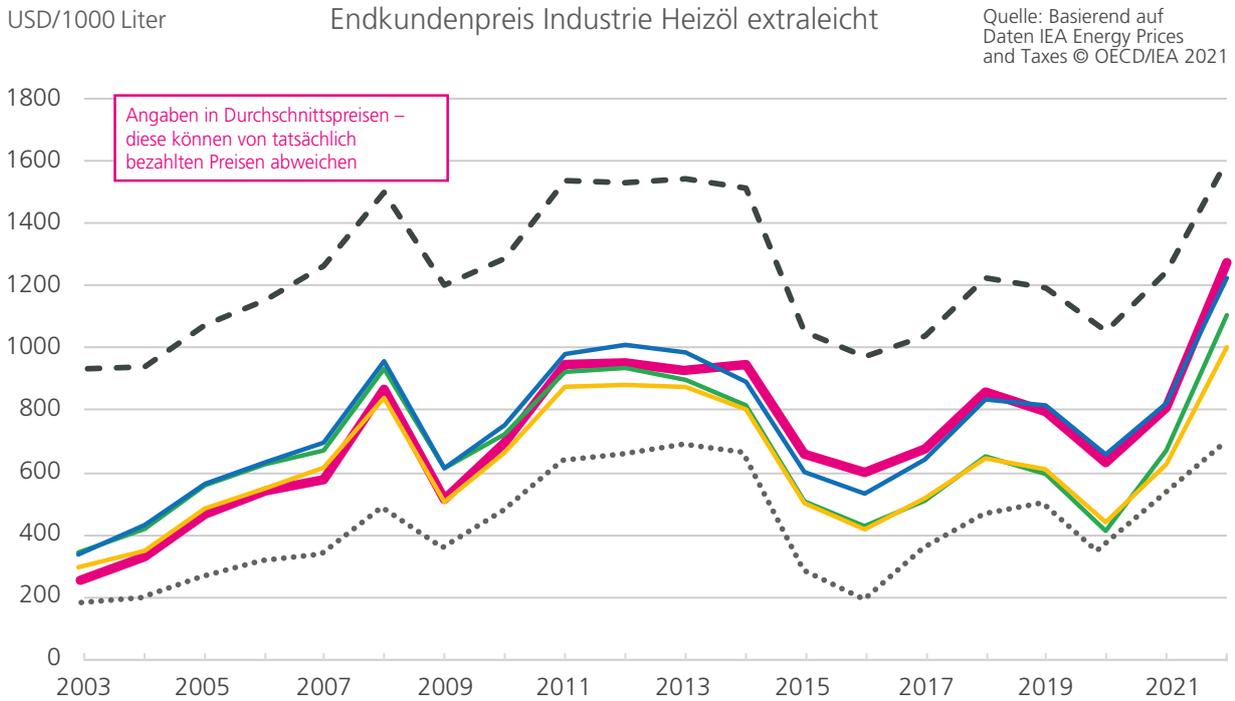


Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine waren die Energiepreise im Jahr 2022 weltweit von starken Erhöhungen geprägt. Um diese Erhöhungen zu dämpfen, richteten 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 tatsächlich zu tieferen Treibstoffverkaufspreisen, was sich in **Abbildung 12** beim Dieselpreis widerspiegelt. 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, was beim internationalen Vergleich für das Jahr 2022 zubeachten ist.

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** erhöhte sich 2022 stark und lag weiterhin über dem OECD-Mittelwert. Der Preisanstieg fiel 2022 ähnlich

hoch aus wie in den Nachbarländern. 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 seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 120 Franken pro Tonne CO₂ im Jahr 2022 liegen; 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 leicht höher als in Frankreich und Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt stiegen die Preise letztes Jahr in allen betrachteten Ländern stark an. Frankreich hat seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen, aufgrund einer zeitlich begrenzten steuerlichen Erleichterungen für Benzin und Diesel wies das Land im letzten Jahr jedoch deutlich tiefere Preise aus (s. *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. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2023a).

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

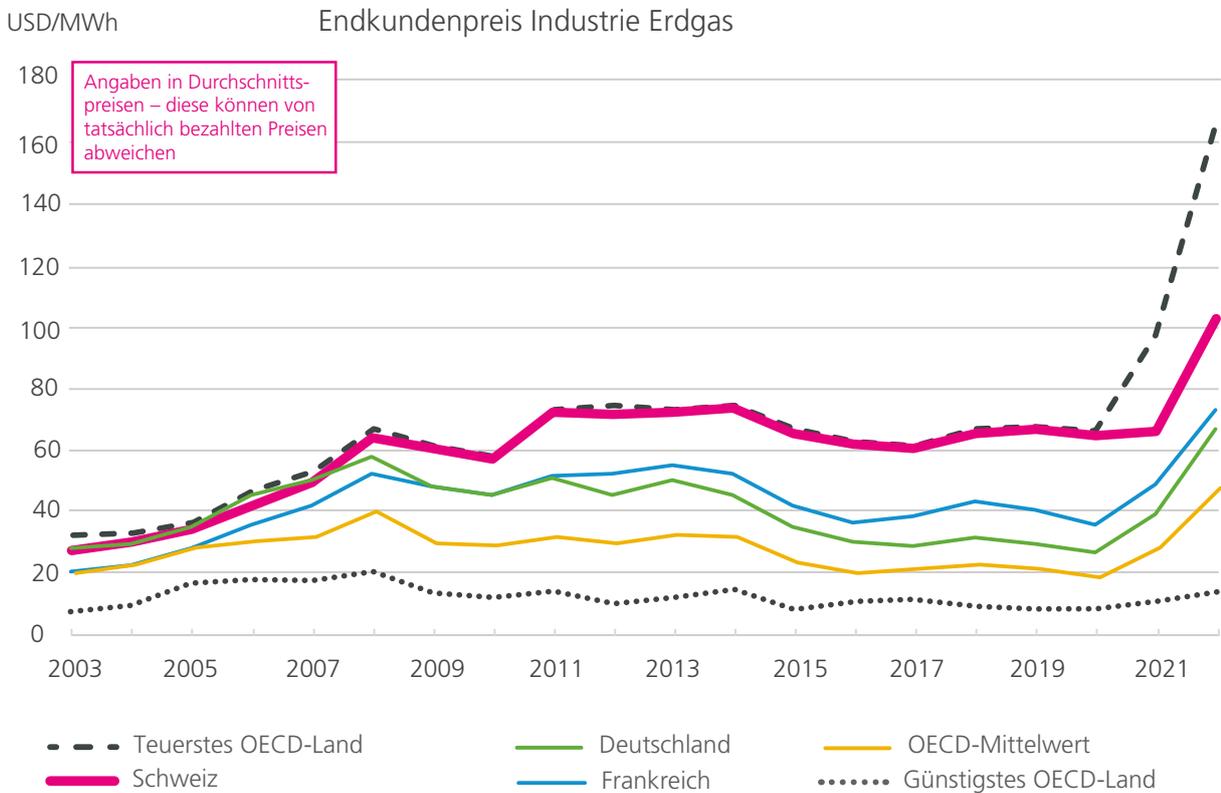
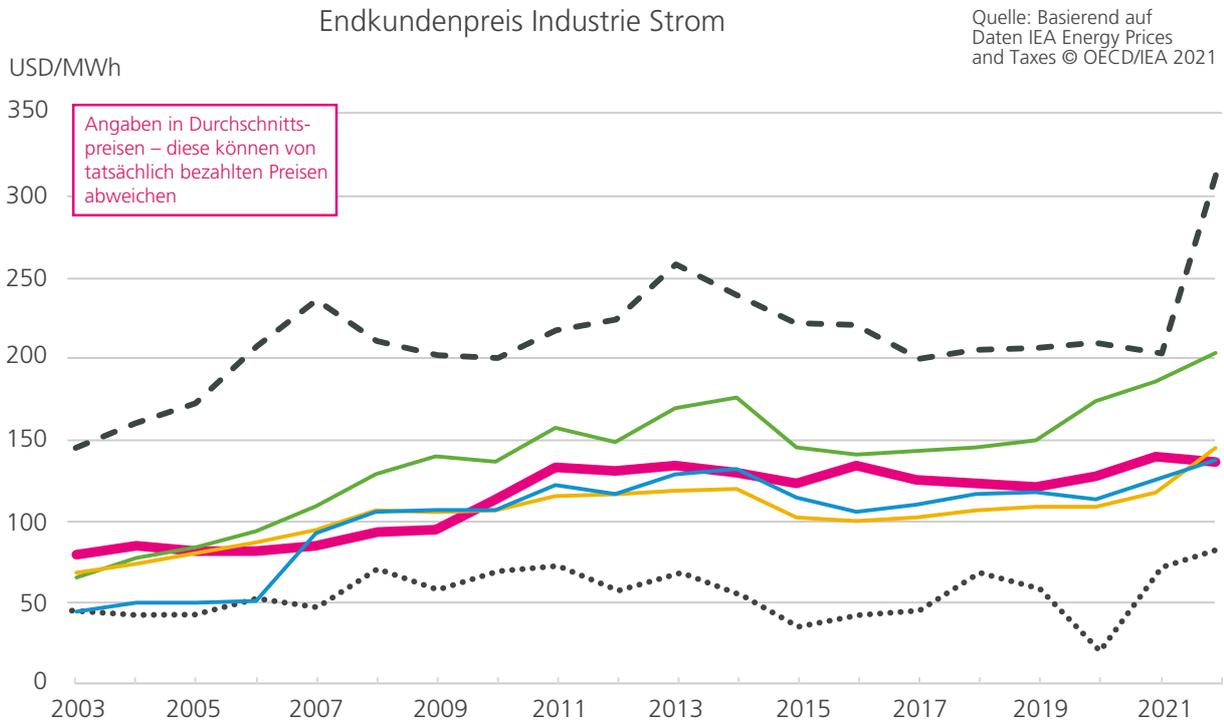


Abbildung 13: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen 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 in einigen Ländern zu stärkeren Preiserhöhungen, so bspw. in Deutschland. Das Preisniveau in der Schweiz veränderte sich hingegen 2022 nicht stark und liegt nun sogar ganz leicht unter dem OECD-Durchschnitt, gleichauf mit jenem von Frankreich und deutlich tiefer als jenes von Deutschland. Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren. Dies unter anderem, weil stromintensive Unternehmen von gewissen im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können. Die Preise 2022 für die Kunden in der Grundversorgung wurden bereits im August 2021 festgelegt, was dazu führt, dass der hohe Anstieg der Strompreise 2022 für diesen Teil der Kunden in den Daten nicht enthalten ist. 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 teuersten OECD-Land abgelöst, was u. a. an der in Schweden über die Jahre kontinuierlich angestiegenen CO₂-Abgabe liegen dürfte (117 EUR/Tonne im Jahr 2022). In allen Ländern ist 2022 eine deutliche Erhöhung der Preise aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine ersichtlich. Inwieweit sich Subventionen von Staaten zur Abfederung der Preiserhöhungen in den Preisen niederschlagen, ist von Staat zu Staat unterschiedlich. Die Gaspreisbremse für Industrieunternehmen in Deutschland beispielsweise trat erst 2023 in Kraft.

Die Differenz zwischen der Schweiz und anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten Land im Jahr 2022. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So

wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen¹⁴ 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 zurückerstatton 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, 2023a/Bundesrat, 2019b+2023c/WEKO, 2020).

14 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 Emissionshandelssystem 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 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik Klimapolitik gemäss Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) und gemäss Bundesgesetzes über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Energiesicherheit (KIG) (Bundesrat, 2019a+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

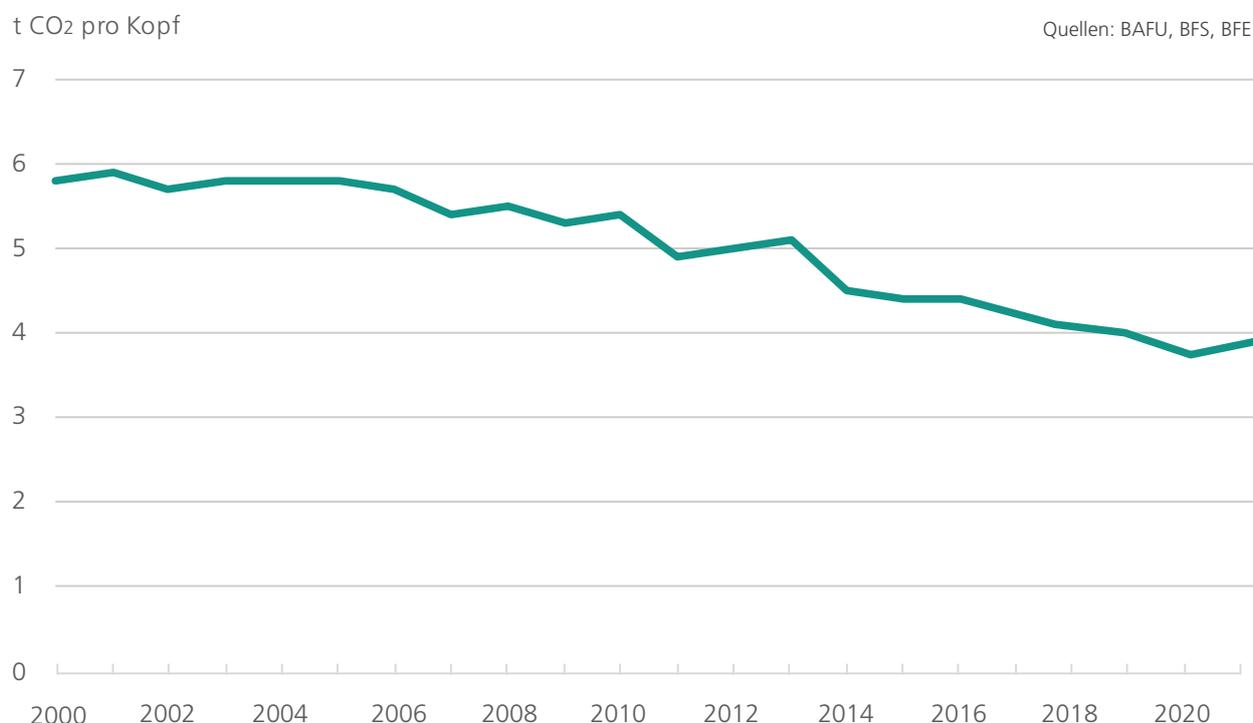


Abbildung 14: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)¹⁵

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/Infras/Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO₂-Emissionen folgen. Das bisherige langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 aus dem Jahr 2013, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken, ist folglich überholt. 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, ist die Bevölkerung im glei-

chen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2021 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,9 Tonnen und damit 33 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)¹⁶. 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 Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2023/BFS, 2023a/BFE, 2023a).

¹⁵ Abgrenzung gemäss CO₂-Gesetz (ohne internat. Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

¹⁶ Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2021 rund 5,2 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,5 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 31 Prozent. Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAM UND NACH SEKTOREN

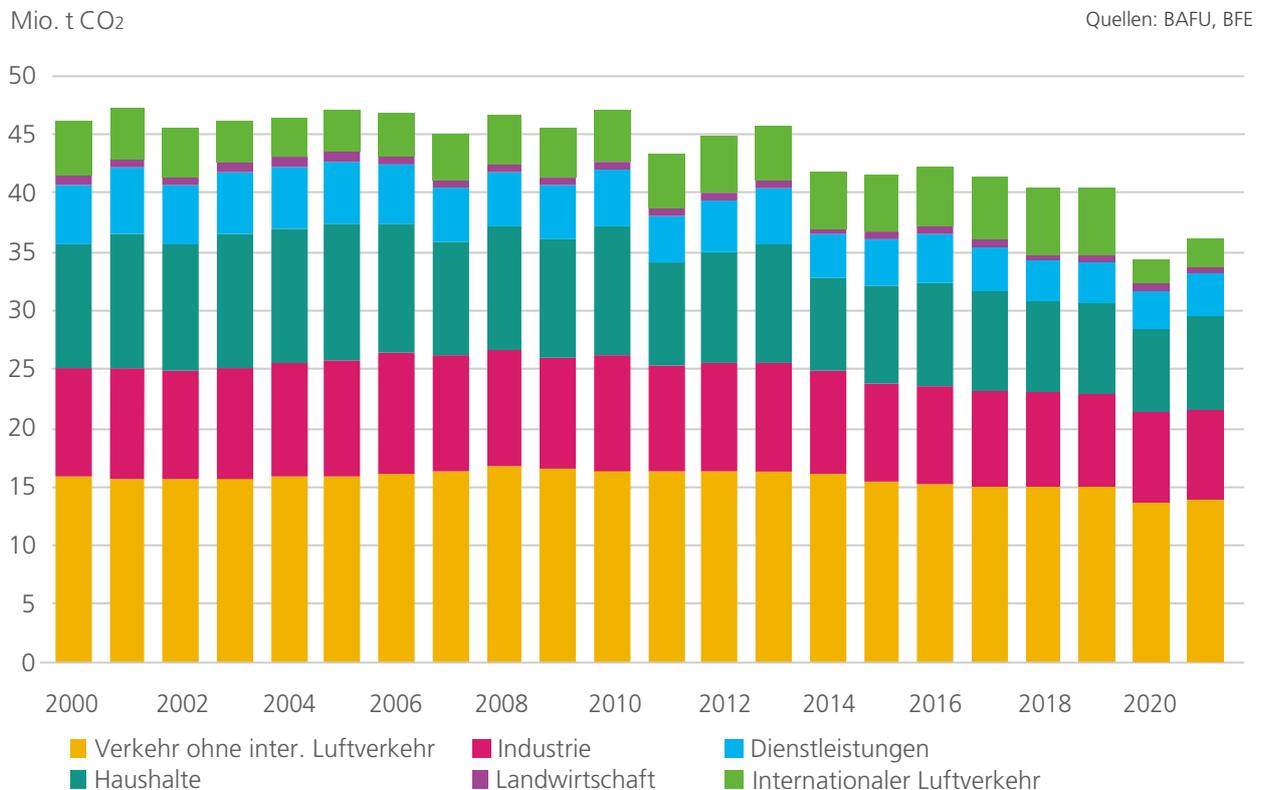


Abbildung 15: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂)

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (**s. Abbildung 15, inkl. internationaler Luftverkehr**) betragen 2021 36 Mio. Tonnen CO₂. Sie lagen damit 22 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den Verkehr (Anteil 2021: 38%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden¹⁷. Zwischen 2000 und 2021 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um gut 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 aber stark eingebrochen, und auch 2021 lagen sie mit 2,3 Mio. Tonnen CO₂ (Anteil von 6 Prozent) noch deutlich unter den vorherigen Werten¹⁸. In der Industrie (Anteil 2021: 23%) entstehen die energiebeding-

ten 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 2021: 22%) 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

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN

abhängig. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer. Ähnliches gilt für den Sektor **Dienstleistungen** (Anteil 2021: 10%). 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 2021: 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 und der Industrie haben sich erhöht (von 34 auf 38% bzw. von 20 auf 22%), während Haushalte

und Dienstleistungen einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2023+2022a/BFE, 2023a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

18 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 14%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnen würde, läge der Anteil bei 28%.

➔ 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, hat die Schweiz deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen. 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.

AUSGABEN DER ÖFFENTLICHEN HAND FÜR DIE ENERGIEFORSCHUNG

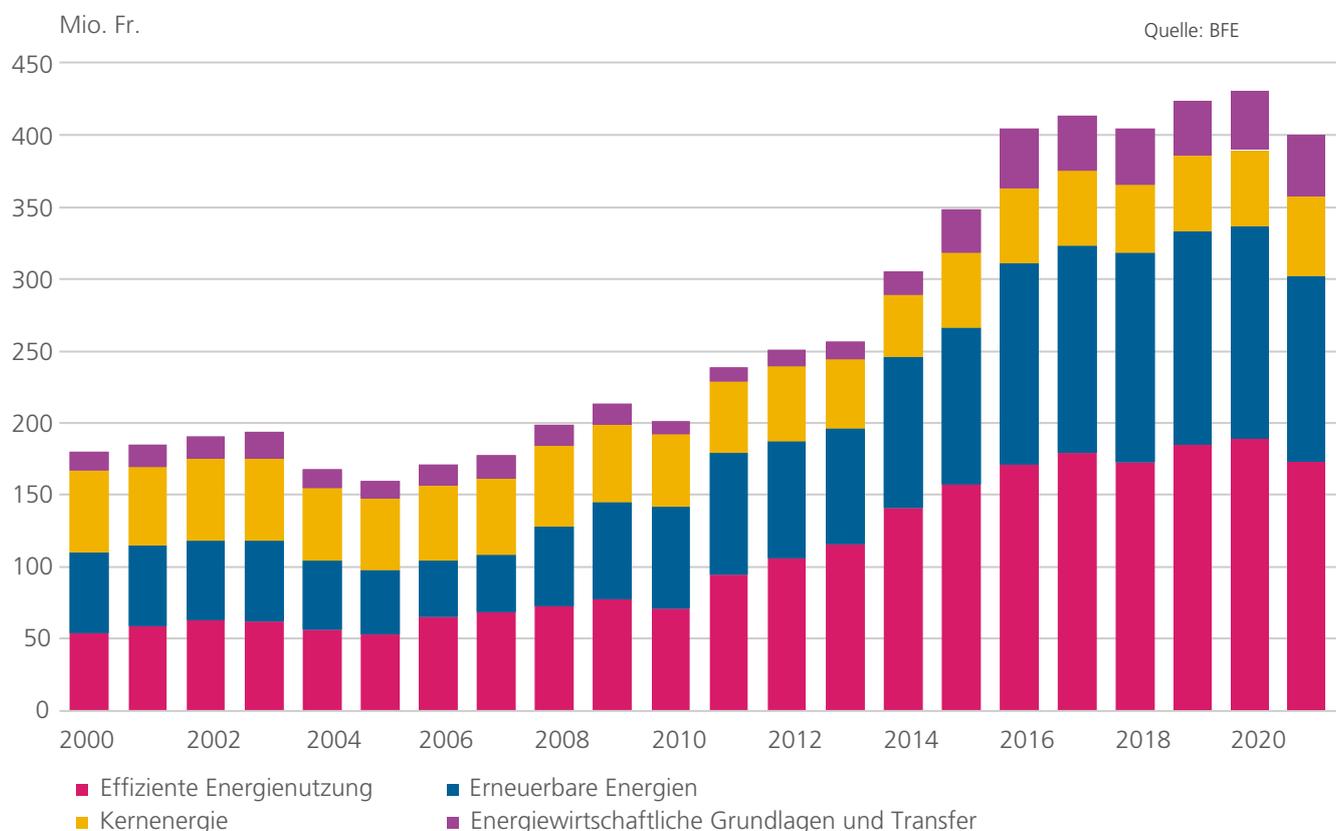


Abbildung 16: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)¹⁹

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, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2021 betragen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 400 Mio. Franken (2020: knapp 434 Mio. Franken). Der Rückgang gegenüber den Vorjahren ist auf das Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) 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 ganz kompensieren.

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2021: 43,7%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2021: 31,8%). 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 2021 14,2 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 10,2 Prozent (Quelle: BFE, 2022a+2023d).

¹⁹ 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 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

Europa und anderen Weltregionen sind derzeit mit schwankenden Energiepreisen konfrontiert, die auf Unsicherheiten in den Energiemärkten hindeuten. 2021 waren die Energiepreise mit der wirtschaftlichen Erholung nach der Covid-19-Pandemie und der daran gekoppelten höheren Nachfrage nach Energie bereits stark angestiegen. Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine verschärfte sich die Energiekrise und trieb insbesondere die Gas- und Strompreise weiter in die Höhe. Sie erreichten Anfang 2023 ihren vorläufigen Höhepunkt. Im Bestreben die Abhängigkeit von russischem Gas zu senken, hatte die EU verschiedenen Massnahmen zur Diversifizierung ihrer Gasversorgung beschlossen und sich ein Sparziel von 15 Prozent für Herbst/Winter 2022/2023 gegenüber den Vorjahren gesetzt. Darüber hinaus ist auch der europäische CO₂-Preis stark angestiegen und erreichte im ersten Quartal 2023 eine Allzeit-Höchstmarke.

Erdöl: In ihrer Mittelfristprognose erwartet die IEA, dass die globale Erdölnachfrage 2028 rund 105,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Das entspricht einer Zunahme von 5,9 Mio. Fass pro Tag gegenüber 2022. Besonders der Flugverkehr und die petrochemische Industrie verantworten gemäss IEA dieses Wachstum. Auf der Angebotsseite prognostiziert die IEA ein Wachstum der Produktionskapazitäten gegenüber 2022 um 5,9 Mio. auf 111 Mio. Fass pro Tag bis 2028.

2022 lag die Nachfrage bei 99,8 Mio. Fass pro Tag, das sind 2,3 Mio. Fass pro Tag mehr als 2021. Für das Jahr 2023 geht die IEA von einer weiteren Steigerung der Nachfrage auf 102,3 Mio. Fass pro Tag aus, womit sie auf ein Rekordhoch klettert. Da der Aufschwung nach der Pandemie an Fahrt verliert und die schwache Konjunktur, strengere Effizienzstandards und neue Elektrofahrzeuge den Verbrauch belasten, wird für 2024 ein Rückgang des Wachstums auf 1 Mio. Fass pro Tag prognostiziert. Den Prognosen zufolge wird die weltweite Ölproduktion bis 2023 um 1,5 Mio. Fass pro Tag auf einen Rekordwert von 101,5 Mio. Fass pro Tag steigen, wobei die USA diesen Anstieg am stärksten vorantreiben werden.

Die Ölpreise erreichten kurz nach dem russischen Angriff auf die Ukraine Anfang März 2022 mit knapp 130 Dollar pro Fass einen historisch hohen Wert. Im weiteren Verlauf des Jahres 2022 sank der Preis mit starken Schwankungen bis Ende Dezember auf gut 85 Dollar pro Fass. Der erste

Halbjahr 2023 war geprägt von volatilen Preisen: Mitte März 2023 fiel der Ölpreis erstmals seit Dezember 2021 wieder unter 75 Dollar pro Fass und kletterte vier Wochen später auf über 87 Dollar pro Fass. Nach einer kurzen Beruhigung der Ölmärkte stieg der Preis ab Sommer wieder. Im August 2023 lag der Preis bei 85 Dollar pro Fass, im September erstmals seit Ende des letzten Jahres wieder über der Marke von 95 Dollar pro Fass. Dies nachdem Saudi-Arabien und Russland ihre freiwilligen Produktionskürzungen bis Ende 2023 verlängert hatten. Anfang Oktober gab der Preis wieder etwas nach und sank auf 85 Dollar pro Fass. Mit der Gewalteskalation in Israel zog der Ölpreis erneut an und lag Mitte Oktober wieder bei über 90 Dollar pro Fass (Quelle: OECD/IEA, 2023b).

Erdgas: In ihrer Mittelfristprognose geht die IEA neu von einem jährlichen Wachstum der Erdgasnachfrage bis 2024 von 1,7 Prozent aus. Dies ist, leicht tiefer als die 1,8 Prozent Wachstum vor der Pandemie, so dass die globale Erdgasnachfrage 2024 rund 4300 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. Die weltweite Gasproduktion wird 2024 voraussichtlich um 6 Prozent höher sein als vor der Pandemie im 2019 und 4328 Mrd. Kubikmeter betragen.

Die globalen Erdgasmärkte haben sich nach einem sehr turbulenten Jahr 2022 zu Beginn des Jahres 2023 wieder etwas beruhigt. Die Spotpreise auf den wichtigsten nordostasiatischen, nordamerikanischen und europäischen Märkten sanken zwischen Mitte Dezember 2022 und

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

dem Ende des ersten Quartals 2023 um fast 70 Prozent. Gleichzeitig führte die gesunkene Nachfrage dazu, dass die Gasspeicher nach der Heizsaison mit Lagerbeständen schlossen, die deutlich über dem Fünfjahresschnitt liegen. Die IEA erwartet, dass das globale Gasangebot 2023 weiterhin knapp bleiben wird.

Nach einem extremen Hoch der Preise im ersten Quartal 2021 (23,86 US-Dollar je Million British Thermal Unit (MMbtu)) pendelte sich der Preis auf dem US-Markt (Henry Hub) unter 10 US-Dollar ein. Derzeit liegt der Henry Hub Natural Gas Spot Price bei etwas mehr als 2 US-Dollar, verglichen mit 6 bis 7 US-Dollar im Sommer 2022. Dies entspricht einer Veränderung von –71,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Es wird erwartet, dass sich der Preis am Henry Hub zu Anfang 2024 auf gegen 4 US-Dollar erhöhen wird. In Europa fiel Ende Oktober 2022 der TTF-Spotpreis vorübergehend auf 30 €/MWh. Eine Reihe von LNG-Ladungen konnte nicht an den nordwesteuropäischen Drehkreuzen entladen werden, weil die Speicher voll waren und das Gasnetz in der Region überlastet war. Der Spotpreis erholte sich jedoch rasch wieder und erreichte Anfang Dezember 2022 einen Höchststand von rund 150 €/MWh und ging dann erneut deutlich zurück, bis er Ende Dezember auf rund 70 €/MWh fiel und dann seinen Abwärtstrend bis Mitte Mai 2023 fortsetzte. Im weiteren Jahresverlauf pendelte der Spotpreis zwischen 30 und 45 Euro/MWh. Anfang Oktober zogen die Erdgaspreise wieder an. Preistreibend wirkten unter anderem die Schliessung eines grossen Erdgasfelds aufgrund der Gewalteskalation in Israel sowie die schadensbedingte Schliessung der Gaspipeline zwischen Finnland und Estland. Mitte Oktober stand der TTF-Spotpreis bei knapp 50 Euro/MWh (Quellen: EU 2022/OECD/IEA 2023c/U.S. Energy Information Administration²⁰).

Kohle: Der weltweite Kohleverbrauch stieg im Jahr 2021 um kräftige 6 Prozent auf 7929 Mio. Tonnen (Mt), nachdem er im Vorjahr aufgrund des Ausbruchs der Covid-19-Pandemie stark zurückgegangen war. Eine robuste wirtschaftliche Erholung, vor allem in Ländern, die stark von Kohle abhängig sind, wie China und Indien, und die höheren Erdgaspreise führten zu einer Welle des Umstiegs auf Kohle als Brennstoff, wobei die Stromerzeugung um 8 Prozent auf 5344 Mio. Tonnen anstieg.

Die verstärkte Industrietätigkeit führte zu einem Anstieg des Kohleverbrauchs für andere Zwecke als die Stromerzeugung um 2,2 Prozent auf 2585 Mio. Tonnen.

Die weltweite Kohleproduktion ist im Jahr 2022 um 5,4 Prozent auf 8318 Mio. Tonnen gestiegen, was einen neuen Höchststand bedeutet und deutlich über dem Rekord von 2019 liegt. Dies folgt auf einen Anstieg um 3,9 Prozent auf 7888 Mio. Tonnen im Jahr 2021, da sich die Volkswirtschaften von dem pandemiebedingten Nachfragerückgang im Jahr 2020 erholten. In absoluten Zahlen wurde das Wachstum 2021 hauptsächlich durch Produktionssteigerungen von 153 Mio. Tonnen in China (4%) und 48 Mio. Tonnen in Indien (ca. 6%). Es wird erwartet, dass das Wachstum der weltweiten Kohleproduktion voraussichtlich 2023 einen Höchststand erreichen wird, der nur geringfügig über dem Niveau von 2022 liegt.

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 (+128 Mio. t) durch starke Rückgänge in anderen Regionen, wie den Vereinigten Staaten (–92 Mio. t), der Europäischen Union (–68 Mio. t), Indonesien (–40 Mio. t) und Russland (–13 Mio. t) aufgewogen wird.

Der internationale Kohlehandel erholt sich im Jahr 2021 langsam von den wirtschaftlichen Folgen der Covid-19-Pandemie, wobei die Mengen auf 1333 Mio. Tonnen stiegen, was etwa 17 Prozent der weltweiten Kohlenachfrage entspricht.

Auch die Kohlepreise sind neben den Gaspreisen bis August 2022 stark gestiegen. Zu Jahresbeginn verhängte die indonesische Regierung für den ganzen Januar ein generelles Kohleausfuhrverbot, was die Kohlepreise stützte. Auch die Kohlepreise reagierten auf die Zunahme der Spannungen im Ukraine Konflikt. Nach Ausbruch des Krieges sorgte die Unsicherheit über künftige Kohlelieferungen aus Russland (EU-Sanktionen) für Preis-

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

sprünge. Im April 2022 kündigten die EU und Japan an, keine Kohle mehr aus Russland importieren zu wollen. Das Kohleimportverbot sollte für die EU bereits ab dem 10. August 2022 gelten. Dies löste Unsicherheit über eine mögliche Verknappung des nicht-russischen Kohleangebots aus.

Der Wunsch, die europäische Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu verringern, liess auch die Erwartung steigen, dass die Kohleverbrennung im Jahr 2022 und 2023 höher sein würde als bisher, was die Nachfrage nach Kohle stiegen liess. Im Mai 2022 sorgten verschärfende Versorgungsengpässe in Südafrika, wo sich der Bahnumschlag verschlechtert hatte, für bullische Stimmung. Im Sommer sorgten die niedrigen Pegelstände des Rheins, der zu Einschränkungen des Kohleumschlags auf den Wasserweg von den ARA-Häfen²¹ zu den Endverbrauchern führte, für Bedenken hinsichtlich der Kohleverfügbarkeit im Herbst, was die Preise stiegen liess. Der Kohlepreis stieg letztlich im Jahresverlauf von knapp 80 EUR/t auf knapp 173 EUR/t, wobei zwischenzeitliche Maxima von über 345 EUR/t erreicht wurden (Quellen: OECD/IEA 2022a+b/EICom 2023b).

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sanken die CO₂-Preise stark (von 96 auf 60 Euro pro Tonne CO₂) und folgten damit der Entwicklung der weltweiten Finanzmärkte. Einen Höchststand erreichten die CO₂-Preise im Sommer 2022 (101 Euro pro Tonne CO₂). Die geringere Windenergieproduktion wurde kompensiert durch eine höhere Produktion aus fossilen Brennstoffen, was die Nachfrage nach CO₂-Zertifikation ankurbelte und den Preis in die Höhe trieb. Im Sommer 2023 pendelte der Preis zwischen 80 und 90 Euro pro Tonne CO₂. Die Frontjahreskontrakte 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.

Strom: Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage im Jahr 2023 um etwas weniger als 2 Prozent wächst, verglichen mit einer Wachstumsrate von 2,3 Prozent im Jahr 2022 und einer Nachfrage von 26'991 TWh. Diese Abschwächung ist vor allem auf die

rückläufige Stromnachfrage in den fortgeschrittenen Volkswirtschaften zurückzuführen, die mit den anhaltenden Auswirkungen der globalen Energiekrise und einem langsameren Wirtschaftswachstum zu kämpfen haben. In China (+5,3%) und Indien (+6,5%) erwartet die IEA 2023 hingegen ein deutlicheres Wachstum gegenüber der Stromnachfrage im 2022.

Der global beschleunigte Ausbau neuer erneuerbarer Kapazitäten zeigt gemäss IEA, dass die erneuerbare Energieerzeugung bei günstigen Wetterbedingungen bereits 2024 die Kohle überholen könnte; die für 2022 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 8546 TWh. Dies wird durch die Erwartung gestützt, dass die Kohleverstromung in den Jahren 2023 und 2024 leicht zurückgehen wird, nachdem sie im Jahr 2022 um 1,5 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. Der Verfügbarkeit von Wasserkraft bedarf gemäss IEA grösserer Aufmerksamkeit. In den letzten Jahren kam es zu starken Dürren, die in betroffenen Regionen wie Europa, Brasilien und China zu einem deutlichen Rückgang der Wasserkraftverfügbarkeit führten. Für die effiziente und nachhaltige Nutzung der Wasserressourcen wird es von entscheidender Bedeutung sein, die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen für die Wasserkraft zu antizipieren und entsprechend zu planen.

Fossile Brennstoffe sind die grösste Energiequellen zur Stromerzeugung in den USA, wobei Erdgas im Jahr 2022 mit etwa 40 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt den erneuerbaren Energien mit 22 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit je etwa 18 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.

Die Stromnachfrage in der Europäischen Union wird im Jahr 2023 das zweite Jahr in Folge sinken und auf den niedrigsten Stand seit zwei Jahrzehnten fallen. Dies trotz

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

einer Rekordzahl verkaufter Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Die Europäische Kommission schätzt, dass 2022 fast zwei Drittel des Nettorückgangs der EU-Stromnachfrage auf energieintensive Industrien zurückzuführen waren, die mit sehr hohen Energiepreisen zu kämpfen hatten. Dieser Trend hält bis weit ins Jahr 2023 an, obwohl die Preise für Energierohstoffe und Strom zurückgegangen sind. Im Jahr 2022 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am EU-Strommix auf 39 Prozent bei einer Gesamtproduktion von 2701TWh (–3% gegenüber 2021). Im Jahr 2022 wurde in der EU ein neuer Rekord an installierter erneuerbarer Kapazität (+57 GW Solar und Windkapazität) erreicht. Die Erzeugung fossiler Brennstoffe stieg im Jahr 2022 um 3 Prozent (+24 TWh), unterstützt durch eine geringere Stromerzeugung aus Kernkraft und Wasserkraft. Insgesamt stieg die Kohleverstromung um 6 Prozent (+24 TWh), während die Stromerzeugung aus Gas um weniger als 1 Prozent (+1 TWh) nur leicht anstieg.

Im Jahr 2022 erreichten die Grosshandelspreise für Strom auf den europäischen Märkten mehrmals Rekordniveaus, mit einem historischen Höchststand im August. Der Wegfall der Erdgaslieferungen über die Gasleitungen Nordstream 1 und 2, die geringe Verfügbarkeit von Atomkraftwerken insbesondere in Frankreich und eine verringerte Wasserkraftproduktion aufgrund fehlender Schneefälle und Niederschläge führten zu rekordhohen Gaspreisen, die den Druck auf den ohnehin schon angespannten Markt weiter erhöhten. Im Jahr 2022 lag der europäische Strom-Benchmark²² bei durchschnittlich 230 €/MWh, 121 Prozent höher als im Jahr 2021. Italien hatte im Jahr 2022 die höchsten Grundlaststrompreise (durchschnittlich 304 €/MWh), gefolgt von Malta (294 €/MWh), Griechenland (279 €/MWh) und Frankreich (275 €/MWh) (Quellen: OECD/IEA, 2023d/EU, 2022a+b/Eurostat 2023).

²⁰ Vgl.: [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

²¹ Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen

²² Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

ENTWICKLUNGEN IN DER EU

Der «European Green Deal» hat in der aktuellen Legislatur bis 2024 unter EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen höchste Priorität. Mit dem «Green Deal» will die EU 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 (Quelle: COM(2021) 550 final/COM (2022) 230 final):

- 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 einen Legislativvorschlag zur Revision der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie vorgeschlagen. Im Rahmen von «RePowerEU», dem Plan der EU zur raschestmöglichen Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus Russland, hat die Kommission weitere Änderungen vorgeschlagen. Die Richtlinie befindet sich aktuell in der Bereinigung bei den Co-Gesetzgebern im sogenannten Trilog. Sie umfasst unter anderem Solarenergiepflichten, einen EU-weit harmonisierten Gebäudeenergieeffizienzausweis, substantielle Renovierungspflichten für ineffiziente Gebäude oder die Erhöhung der Anforderungen zum Bau von Ladestationen in Gebäuden.

Im Zuge der wirtschaftlichen Verwerfungen der Covid-19-Pandemie hat die EU mit **dem Programm «Next Generation EU»** eine Wiederaufbau- und Resilienzfazilität geschaffen. Über die historisch erstmalige, gemeinsame Schuldenaufnahme der EU stehen den Mitgliedsstaaten 340 Mia. Euro an Direktzahlungen und 390 Mia. Euro an zinsgünstigen Darlehen zur Verfügung, mit denen sie auf Basis von nationalen Wiederaufbau- und Resilienzplänen Investitionen finanzieren können. Dabei müssen die Mitgliedsstaaten 37 Prozent des Budgets in Massnahmen für das Klima investieren. Aktuell setzten die Mitgliedstaaten ihre Pläne um, von den Klimamassnahmen fliesst der grösste Teil in die nachhaltige Mobilität (33 Prozent), Energieeffizienz (28 Prozent) sowie Erneuerbare Energien und Netze (12 Prozent) (Quelle: COM(2020) 456 final).

Als Antwort auf die massiven Verwerfungen im EU-Strombinnenmarkt aufgrund der Energiekrise hat die EU-Kommission im März 2023 Legislativvorschläge für die **Revision des Strommarktdesigns** und die Überarbeitung der Regeln für die **Marktintegrität und -Transparenz des Stromgrosshandelsmarkts (REMIT)** vorgelegt. Mit der Revision des Strommarktdesign wird es keine funda-

ENTWICKLUNGEN IN DER EU

mentalen Änderungen der Funktionsweise der Märkte geben. Auch eine Rückabwicklung der Integration und Liberalisierung des EU-Strombinnenmarktes der letzten 20 Jahre ist nicht geplant. Mit der Revision sollen vielmehr die Kurz- und Langfristmärkte gestärkt werden, die Abhängigkeit der Märkte von fossilem Gas reduziert werden und die Endverbraucher vor Preisspitzen gestärkt werden. Bei der Revision von REMIT geht 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 Revisionen befinden sich aktuell in der Debatte bei den Co-Gesetzgebern Rat und Parlament. Eine Verabschiedung der Revisionen wird im 1. Quartal 2024 erwartet (Quelle: Europäische Kommission 2023).

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November 2022 zur 27. UNO-Klimakonferenz in Sharm el-Sheik (COP27) getroffen. An der Konferenz sollte ein konkretes Arbeitsprogramm für den Klimaschutz verabschiedet werden. Dazu hatten sich die Staaten an der letztjährigen COP26 in Glasgow verpflichtet. An der COP27 haben sich die Staaten auf ein solches Programm für die Zeit bis 2026 geeinigt. Dieses nimmt aber die Länder mit dem grössten Treibhausgas-Ausstoss nicht spezifisch in die Pflicht. Die Schweiz bedauert diesen Entscheid. Sie wird sich dafür einsetzen, dass auch diese Länder ihren Beitrag leisten, damit das 1,5 Grad-Ziel noch erreicht werden kann. Keine Beschlüsse wurden hingegen zum Ausstieg aus Kohle und dem Abbau der Subventionen für Erdöl und Erdgas gefällt. Insbesondere Länder mit dem grössten Treibhausgas-Ausstoss, wie China, Indien, Indonesien und Brasilien lehnten ein entsprechendes Arbeitsprogramm und die Verpflichtung zu Umsetzungsplänen ab. Konkrete Massnahmen, um die weltweiten Finanzflüsse auf das 1,5 Grad-Ziel auszurichten, wurden von einer Gruppe von Entwicklungsländern abgelehnt. Der Klimawandel trifft die ärmsten Länder und Inselstaaten besonders stark. An der COP27 haben die Länder einen neuen Fonds beschlossen, der die verletzlichsten Länder im Umgang mit Schäden aus dem Klimawandel (z.B. Fluten oder Dürreperioden) unterstützen soll. Die Schweiz hat sich an der COP dafür eingesetzt, dass der Fonds den verletzlichsten Entwicklungsländern zugutekommen soll. Die Schweiz begrüsst die zusätzliche Hilfe grundsätzlich. Sie bedauert aber, dass wichtige Fragen nicht geklärt wurden. So bleibt zum Beispiel offen, welche Länder Beiträge an den Fonds leisten sollen, wie die Gelder verteilt werden und wer den Fonds verwaltet. Die Schweiz wird sich dafür einsetzen, dass diese Fragen so rasch wie möglich geklärt werden. Wichtige Fortschritte wurden bei der Umsetzung des Santiago Netzwerks erzielt. Dieses Netzwerk aus UNO-Institutionen und NGOs kann ab sofort von Klimakatastrophen besonders betroffene Länder mit technischer Hilfe unterstützen, wie zum Beispiel beim Aufbau von Frühwarnsystemen.

Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen 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. Den Ausstieg der USA aus dem Übereinkommen von Paris, den der frühere US-Präsident Donald Trump eingeleitet hatte, machte sein Nachfolger Joe Biden kurz nach seinem Amtsantritt wieder rückgängig. Seit Februar 2021 gehört die USA dem Klimaabkommen wieder an.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgas-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 hatten Bundesrat und Parlament eine Revision des CO₂-Gesetzes beschlossen. Nachdem die Schweizer Stimmbevölkerung der erste Vorlage im Juni 2021 abgelehnt hatte, verabschiedete der Bundesrat im September 2022 die neue Botschaft zum revidierten CO₂-Gesetz. Diese Vorlage berücksichtigt die Vorbehalte gegenüber der abgelehnten Revision und verzichtet auf neue oder höhere Abgaben. Stattdessen setzt sie auf eine gezielte Förderung, um Investitionen in klimafreundliche Lösungen zu lenken. Seit der Ratifikation des

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

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 Report alle zwei Jahre dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention 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 wird Basis sein für die nächste 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 so-

nannten Global Stocktake überprüfen. Die Schweiz setzt sich dafür ein, dass daraus Handlungsempfehlungen für das Erreichen der Ziele des Übereinkommens abgeleitet werden. Diese sollen für alle Länder gelten und insbesondere Länder mit einem hohen Treibhausgas-Ausstoss einschliessen. Auf dem Programm steht weiter das Arbeitsprogramm zur Verminderung des Treibhausgas-Ausstosses der Länder. In diesem Zusammenhang soll an der COP28 ein Beschluss zum weltweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz gefasst werden. Weiter arbeitet die Schweizer Delegation darauf hin, dass Beschlüsse zum Ausstieg aus Kohle, Öl und Gas bis 2050 gefasst werden. Letztendlich wird sich die Schweiz dafür engagieren, dass der Fonds für Verluste und Schäden den ärmsten und vom Klimawandel besonders betroffenen Ländern zugutekommt. Die Finanzierung soll verursachergerecht ausgestaltet werden und der Fonds soll die bestehenden Instrumente der Katastrophen- und der humanitären Hilfe ergänzen (Quellen: Bundesrat, 2023d+2022c+2021a+2019b/UVEK, 2021/BAFU, 2022b/IPCC, 2021+2023).

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

Die Schweiz verhandelte seit 2007 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Seit Mitte 2018 ruhen 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 der Bundesrat die Stossrichtung für ein Verhandlungspaket mit der EU. Offene Punkte mit der EU will die Landesregierung gemäss seiner Stossrichtung auf der Grundlage eines breiten Paketansatzes angehen. 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 mit der EU. Diese präzisieren die Bereiche, die das Mandat abdecken soll, seine allgemeinen und konkreten Ziele sowie den Handlungsspielraum für die Wahrung der Interessen der Schweiz. Der Bundesrat bereitet sich bis Ende 2023 auf die Verabschiedung des Verhandlungsmandats vor.

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 unterzeichneten die Penta-Länder eine gemeinsame Erklärung, um die Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Bereits Anfang Dezember 2021 hatten 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. Ein letzte solche Übung hat im Oktober 2023 in Den Haag stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter des BWL, der EICom und des BFE daran teil. Im Winter 2022/2023 fanden im Rahmen des Penta-Forums mehrere ad-hoc-Sitzungen auf verschiedenen Ebenen zur Diskussion und Umsetzung von Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise statt.

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 Verwerfungen auf den Energiemärkten stand die Energieversorgungssicherheit im Rahmen der bilateralen Treffen stets auf der Agenda. Im Frühling 2022 traf die damalige UVEK-Vorsteherin Simonetta Sommaruga ihre Amtskollegen aus den Niederlanden und Italien. Im Mai traf die Bundesrätin im Rahmen des WEF den deutschen Vizekanzler Robert Habeck. Im Zentrum standen die gegenseitigen Solidaritätsbemühungen im Falle eines Energieengpasses. Anfang Jahr 2023 trafen sich der neue UVEK-Vorsteher Albert Rösti sowie Wirtschaftsminister Guy Parmelin am Weltwirtschaftsforum in Davos ebenfalls mit dem deutschen Vizekanzler, wo die Minister Fragen zum Thema Versorgungssicherheit diskutierten. Sie wurden sich unter anderem einig, dass es im Gasbereich kein bilaterales Abkommen zwischen der Schweiz und Deutschland braucht. Stattdessen soll ein trilaterales Solidaritätsabkommen zwischen Italien, Deutschland und der Schweiz ausgehandelt werden. Dazu reiste Bundesrat Albert Rösti im Juli 2023 zu seinem italienischen Amtskollegen Gilberto Pichetto Fratin. Bei der Versorgung mit Gas und Strom pflegen beide Länder aus geografischen und logistischen Gründen (Verbundnetze) eine enge Partnerschaft. Die beiden Energieminister unterzeichnete eine Absichtserklärung zur Gasversorgungssicherheit, welche es der Schweiz ermöglichen würde, die Gasversorgung im Fall einer unterbrochenen Gaszufuhr aus Deutschland sicherzustellen.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Ener-

gieagentur (IEA). Ende 2022, Anfang 2023 fand die Tiefenprüfung der Schweiz durch ein IEA-Expertenteam statt. Der Schlussbericht der Tiefenprüfung wurde im September 2023 in Bern unter Beisein von Bundesrat Albert Rösti öffentlich vorgestellt. Die IEA empfiehlt der Schweiz u. a. den Umbau ihres Energiesystems zu einem dekarbonisierten Energiesystem rascher voranzutreiben, die Bewilligungsverfahren für Energieinfrastrukturen zu beschleunigen, Energieeffizienzmassnahmen in allen relevanten Politiken konsequent zu berücksichtigen und die Stromversorgungssicherheit über eine Integration in den europäischen Strommarkt und ein Stromabkommen zu stärken. Der Bundesrat hat im November 2022 beschlossen, dem modernisierten Energiechartavertrag²³ 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. Mangels einer Position der EU hat die Energiechartakonferenz – das höchste Leitungsgremium des Energiechartavertrags – dem modernisierten Vertrag noch nicht zugestimmt. Verschiedene EU-Mitgliedsländer machen geltend, dass auch der revidierte Energiechartavertrag ihren Klimazielen zuwider laufe, insbesondere der in der Charta vorgesehene Schutz von Investitionen in fossile Energien. Nachdem Italien bereits 2016 aus dem Vertrag ausgetreten ist, haben seit Herbst 2022 Deutschland, Frankreich, Polen, Luxemburg, Niederlande, Spanien, Slowenien, Dänemark, Portugal und Irland einen Ausstieg aus der Energiecharta angekündigt oder notifiziert. EU und EURATOM verbleiben aber weiter Vertragsparteien so lange der Rat der EU nicht einen Austritt beschliesst. Im Oktober 2022 organisierte die Schweiz zusammen mit der Internationalen Agentur für Er-

neuerbare Energien (IRENA) die internationale Konferenz zur Wasserkraft in Entwicklungsländern. Ferner hielt die Schweiz noch bis Ende 2022 Einsitz im Rat der IRENA. Ebenfalls führt die Schweiz zusammen mit Costa Rica eine Staatengruppe innerhalb der IRENA an, um weltweit mehr Wasserkraft zu entwickeln. Des Weiteren engagierte sich die Schweiz bei 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. 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 2021c+2022b+2023d/UVEK, 2022+2023).

23 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 (2022a):	Bundesamt für Umwelt, Switzerland's eighth national communication and fifth biennial report under the UNFCCC.
BAFU (2022b):	Bundesamt für Umwelt: COP27: Staaten beschliessen neuen Fonds für Klimaschäden der verletzlichsten Länder, Medienmitteilung zum Abschluss der 27. Klimakonferenz in Sharm el-Sheik.
BAFU (2023):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2021.
BAZL (2023):	Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2022 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2022a):	Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2021.
BFE (2023a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022.
BFE (2023b):	Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2022.
BFE (2023d):	Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2022.
BFE/EICom/BWL (2022):	Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/202.
BFE/Swissgrid (2023):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2023a):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2022.
BFS/BAFU/ARE (2023):	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 (2013):	Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierights) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 7561.
Bundesrat (2016):	Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBl 2016 3865.
Bundesrat (2019a):	Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, Medienmitteilung vom 28. August 2019.
Bundesrat (2019b):	Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBl 2019 7203.
Bundesrat (2021a):	Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
Bundesrat (2021b):	Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBl 2021 1666.
Bundesrat (2021c):	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.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

Bundesrat (2022c):	27. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 17. August 2022.
Bundesrat (2022d):	Botschaft zur Revision des CO ₂ -Gesetzes für die Zeit nach 2024, BBI 2022 2651.
Bundesrat (2023a):	Bundesrat verabschiedet Totalrevision des Konzeptteils des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL), Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
Bundesrat (2023b):	Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen; Medienmitteilung vom 22. Juni 2023.
Bundesrat (2023c):	Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
Bundesrat (2023d):	Der Bundesrat verabschiedet die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat mit der EU, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
Bundesrat (2023e):	Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBI 2023 1602.
COM(2020) 456 final:	Communication from the Commission, Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation.
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
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, i.A. des BAFU.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.
ECom (2023a):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2022.
ECom (2023b):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Markttransparenz 2022.
ECom (2023c):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Winterproduktionsfähigkeit Einschätzungen der ECom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.
EU (2022a):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2022.
EU (2022b):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2022.
Europäische Kommission (2023):	Reform des EU-Strommarktes – für mehr erneuerbare Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit.
Eurostat (2023):	Preliminary 2022 data for energy show mixed trends.
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 (2022a):	International Energy Agency, Coal 2022: Analysis and Forecasts to 2025.
OECD/IEA (2022b):	International Energy Agency, Coal in Net Zero Transitions.
OECD/IEA (2023a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2022.
OECD/IEA (2023b):	International Energy Agency, Oil 2023: Analysis and Forecasts to 2028.
OECD/IEA (2023c):	International Energy Agency, Global Gas Security Review 2023; including the Gas Market Report, Q3-2023.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

OECD/IEA (2023d):	International Energy Agency, Electricity Market Report Update, Outlook for 2023 and 2024.
Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020):	Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2023a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2023b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025.
Swissgrid (2023):	Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025, Bericht zu Händen des UVEK, i.A. der ECom.
Universität Basel/ETHZ/Consentec (2022):	Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i.A. des BFE.
UVEK (2021):	Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft.
UVEK (2022):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
UVEK (2023):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
VNB (2023):	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) |
| 12 | Abbildung 3: | Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh) |
| 13 | Abbildung 4: | Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 |
| 17 | Abbildung 5: | Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2023) |
| 20 | Abbildung 6: | Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2023 in Jahren |
| 25 | Abbildung 7: | Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) |
| 27 | Abbildung 8: | Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern |
| 29 | Abbildung 9: | Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch |
| 30 | Abbildung 10: | Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%) |
| 36 | Abbildung 11: | Entwicklung der Endverbraucherenausgaben 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) |
| 43 | Abbildung 14: | Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf) |
| 45 | Abbildung 15: | Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne internat. Flugverkehr) |
| 47 | Abbildung 16: | Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) |

IMPRESSUM

DEZEMBER 2023

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 · con-
tact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch
twitter.com/bfeenergeia

Bilder: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.energiemonitoring.ch