



# **ENERGIESTRATEGIE 2050**

# **MONITORING-BERICHT 2025**

## KURZFASSUNG<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Mit Daten mehrheitlich bis 2024.



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**

# INHALTS- VERZEICHNIS

## 4 EINLEITUNG

### ► 8 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

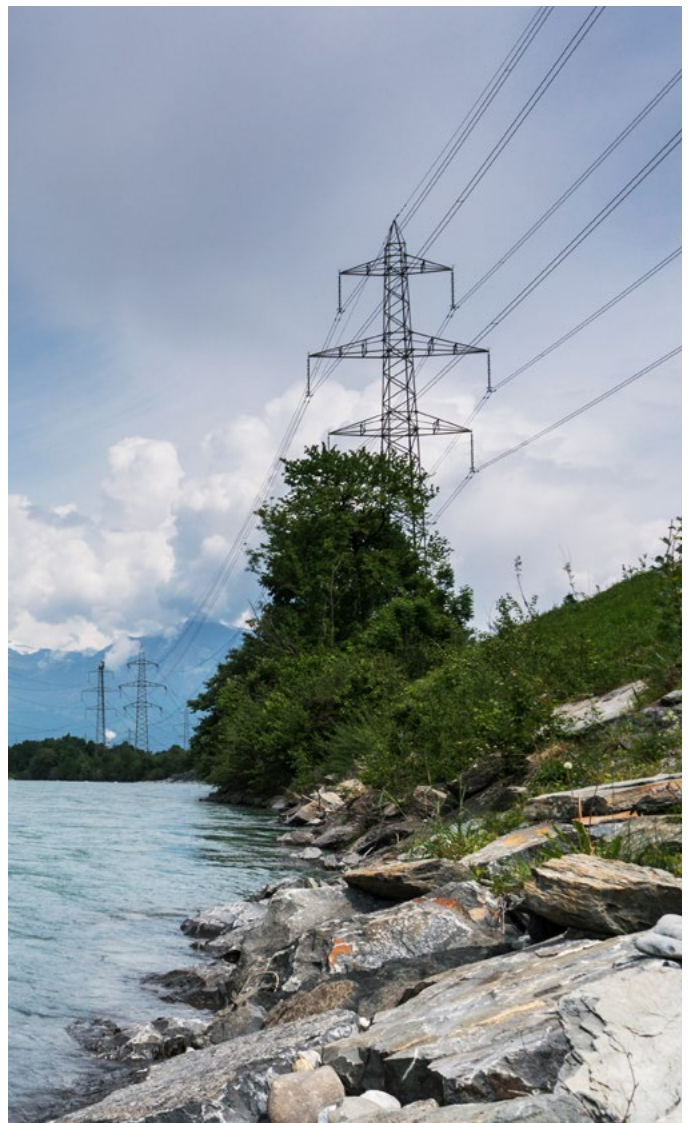
- 9 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 10 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 11 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 12 Stromproduktion aus Wasserkraft

### ► 13 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

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

### ► 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

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







# INHALTS- VERZEICHNIS

## ► 35 **THEMENFELD** **AUSGABEN UND PREISE**

- 36 Endverbraucherausgaben für Energie
- 38 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

## ► 43 **THEMENFELD** **CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN**

- 44 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person
- 45 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

## ► 47 **THEMENFELD** **FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**

- 48 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

## ► 50 **THEMENFELD** **INTERNATIONALES UMFELD**

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

## 59 **LITERATUR- UND QUELLEN- VERZEICHNIS**

## 63 **ABBILDUNGSVERZEICHNIS**



# ► EINLEITUNG

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie beabsichtigt, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Dies unter Beachtung einer weiterhin sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Die geltende Energiegesetzgebung, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist, sieht zudem den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie vor, wobei der Bundesrat im August 2024 auf diesen Entscheid zurückgekommen ist.



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

**Die Ziele der Energiepolitik sind, wie weiter oben mit dem Klimaziel 2050 erwähnt, eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden.** Die Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit diesem Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bildeten eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz» des Bundesrats aus dem Jahr 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels (Bundesrat, 2021). Das am 18. Juni 2023 von der Schweizer Bevölkerung angenommene «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» (KIG) verankert das Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung (Bundesblatt, 2022). Es legt zudem Zwischenziele und Richtwerte für die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie<sup>2</sup> fest. Weiter umfasst das Gesetz, welches am 1.1.2025 in Kraft getreten ist, zeitlich befristete Fördermassnahmen, die die Ablösung fossiler Brennstoffe im Gebäudebereich und in der Industrie vorantreiben sollen. Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase gegenüber dem Stand von 1990 um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Massnahmen sind im revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetz vorgesehen, dem das Parlament in der Frühlingssession 2024 zugestimmt hat und nun ebenfalls Anfang 2025 in

2 In diesen drei Sektoren sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 schrittweise wie folgt gesenkt werden: Gebäude: bis 2040 um 82% und bis 2050 um 100%; Verkehr: bis 2040 um 57% und bis 2050 um 100%; Industrie: bis 2040 um 50% und bis 2050 um 90%.

Kraft getreten ist (Bundesblatt, 2024). Das Gesetz führt bereits bestehende Massnahmen weiter und enthält eine Reihe neuer gezielter Fördermassnahmen und Anreize, um den Ausstoss von Treibhausgasemissionen zu senken.

**Die Versorgungssicherheit muss hinsichtlich der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung besonders beachtet werden.** Neben der langfristigen Sicht (*siehe insbesondere Kapitel Versorgungssicherheit*) ist mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den zunehmenden Spannungen im Nahen Osten die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit stark in den Fokus gerückt. Bundesrat und Parlament haben seit Februar 2022 verschiedene Massnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit zu stärken. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien schreibt eine obligatorische Wasserkraftreserve vor: Die Betreiber von Stauseen halten von Anfang Februar bis Mitte Mai gegen Entgelt Energie zurück, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Als weitere Bestandteile der Stromreserve sind im Gesetz Speicherbetreiber und grössere Verbraucher mit Potenzial für Lastreduktion aufgeführt. Die Winterreserververordnung regelt neben dem Einsatz der Wasserkraftreserve zudem eine ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen. Dieser Teil der Stromreserve ist nun im Rahmen einer Änderung des Stromversorgungsgesetzes auf eine gesetzliche Grundlage gestellt worden (Bundesrat, 2024j). Das Parlament hat Vorlage in der Frühlingssession 2025 zugestimmt, am 1. Januar 2027 soll sie in Kraft treten. Die bestehende Winterreserververordnung soll bis 2030 verlängert werden (aktuell gilt eine Befristung bis Ende 2026), damit die Verträge der bestehenden Reservekraftwerke verlängert werden können, bis die neuen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen (Bundesrat, 2025e). Weiter hat der Bundesrat im Rahmen des Pakets Schweiz-EU auch das Stromabkommen gutgeheissen und am 13. Juni 2025 in die Vernehmlassung geschickt. Das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU soll den Zugang der Schweiz zum europäischen Strommarkt ermöglichen, zudem soll es einen wichtigen Beitrag leisten, um Herausforderungen bei der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit zu bewältigen (Bundesrat, 2025a).

**Aufgrund der veränderten Situation auf dem Strommarkt und in der Energiepolitik (Klimaziele und Strombedarf, fossile Gaskraftwerke nur als Stromreserve, geopolitische Unsicherheiten) hat der Bundesrat am 28. August 2024 schliesslich wie eingangs erwähnt einen Richtungsentscheid zur Kernenergie gefällt:** Er lehnt die Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» ab und hat einen indirekten Gegenvorschlag zur Initiative erarbeitet, der vorsieht, im Sinne der Technologieoffenheit das bestehende Neubauverbot für Kernkraftwerke aufzuheben.

Am 13. August 2025 hat der Bundesrat die Botschaft zu Händen des Parlaments verabschiedet. Die parlamentarische Beratung soll noch in diesem Jahr starten (Bundesrat, 2024k + 2025c).

Der hier vorliegende Monitoring-Bericht für das Jahr 2025 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2024) behandelt ausgewählte Indikatoren und deskriptive Teile in folgenden sieben Themenfeldern:

---

► <b>THEMENFELD</b>	<b>ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>NETZENTWICKLUNG</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>VERSORGUNGSSICHERHEIT</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>AUSGABEN UND PREISE</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE</b>
► <b>THEMENFELD</b>	<b>INTERNATIONALES</b>

---

➤ Weitere Indikatoren sind in der **ausführlichen Fassung des Monitoring-Berichts** zu finden:  
[www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch)



➤ Wichtige Kennzahlen zur aktuellen **Energieversorgungslage** finden sich auf dem Energie-Dashboard des BFE unter:  
[www.energiedashboard.admin.ch](http://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. Das Monitoring der Energiestrategie 2050 analysiert diese zentralen Fragestellungen beim sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken in erster Linie die im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien festgeschriebenen Zielwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person sowie die Zielwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft ab.



## ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Index: 2000 = 100

Quellen: BFE, BFS, BAZL, Prognos/TEP/Infras i. A. des BFE

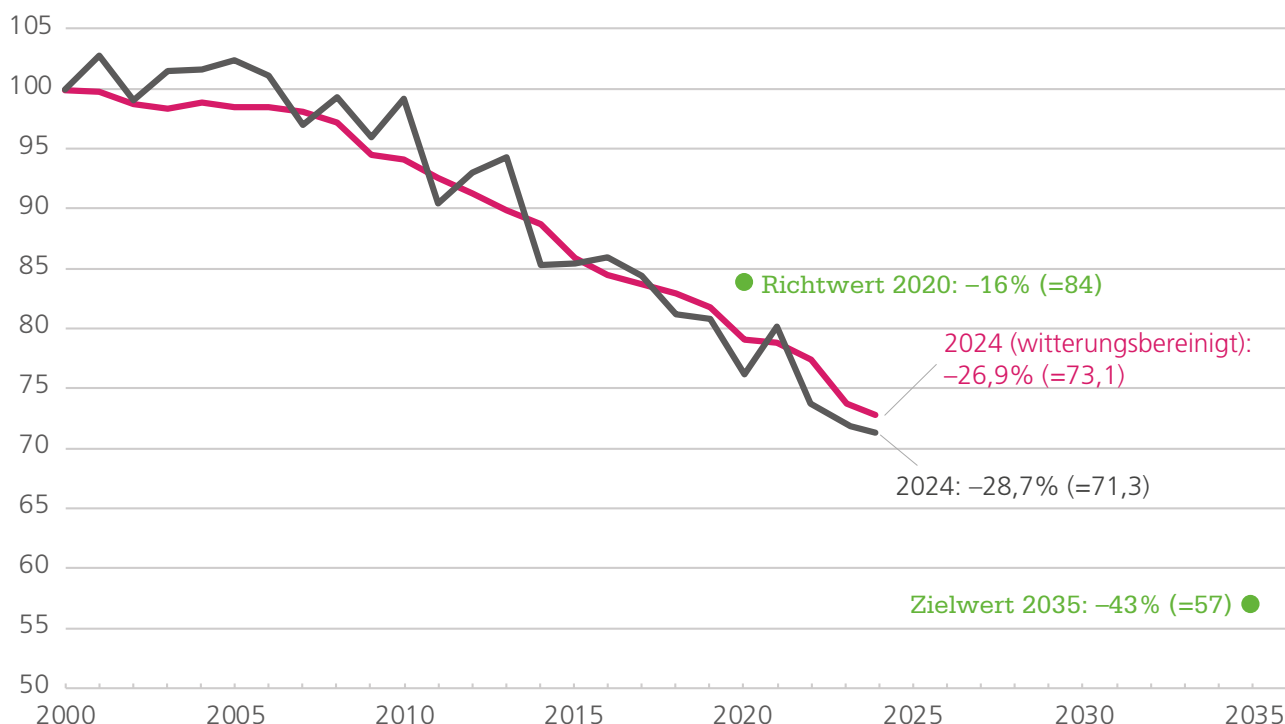


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>3</sup> pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Person hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2024 um 8,4 Prozent abgenommen hat (um -10,6% ohne den internationalen Luftverkehr), während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 25,4 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Person gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss dem am 1.1.2025 in Kraft getretenen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 43 Prozent bis 2035. 2024 lag der Endenergieverbrauch pro Person bei 77,8 Gigajoule (21,6 MWh) und damit 28,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 26,9 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Person muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Zielwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,9 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 1 Prozent zugenommen. Dieser Anstieg ist vorwiegend auf die Verbrauchszunahme des interna-

tionalen Luftverkehrs und die leicht kühlere Witterung zurückzuführen. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2024 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 2024 Substitutionseffekte aus, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme, Holz und Strom sowie die Substitution von Benzin durch Diesel und in den letzten Jahren ebenfalls zunehmend durch Strom (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025 / BAZL, 2025 / Bundesblatt, 2023 / Prognos / TEP / Infras, 2025a + b).

<sup>3</sup> Ohne internationalen Flugverkehr

## STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

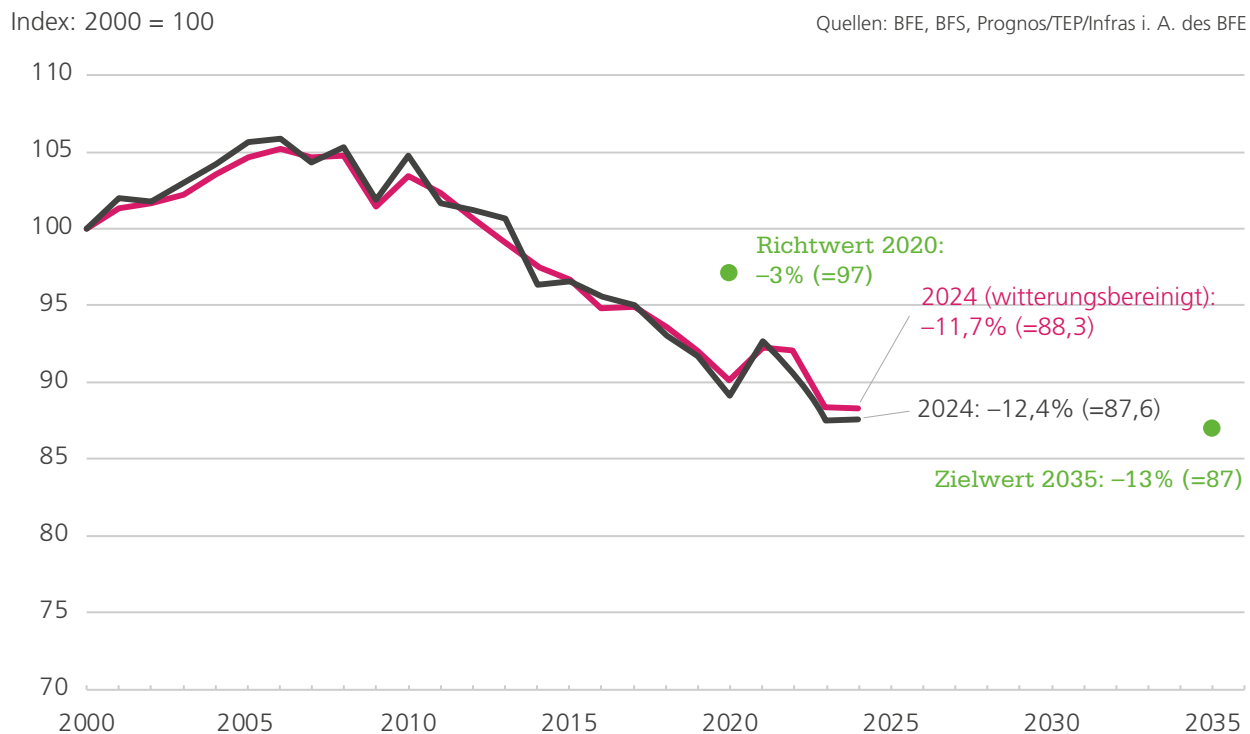


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Person zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der absolute Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2024 um 0,5 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 20,3 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 Person gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 13 Prozent bis 2035. 2024 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,0 Gigajoule (6386 kWh) und damit 12,4 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 11,7 Prozent (vgl. rote Kurve). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1 Prozent pro Jahr. Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ der Elektrifizierung des Energiesystems mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig

erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung). Deshalb kann der Zielwert für 2035 (–13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2024 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,4 Prozent zugenommen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000–2024 ist der Stromverbrauch um 9,8 Prozent gestiegen. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte und zunehmend Substitutionseffekte durch die Elektrifizierung des Energiesystems (Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen und konventionell betriebenen Verbrennern mit Elektrofahrzeugen). Diese verbrauchstreibenden Faktoren konnten durch die technologische Entwicklung (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) sowie energiepolitische Instrumente und politische Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) nicht kompensiert werden (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025 / Bundesblatt, 2023 / Prognos / TEP / Infras, 2025a+b / Prognos / TEP / Infras / Ecoplan, 2020).



## STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

Auf der Produktionsseite steht mit dem künftigen stufenweisen Wegfall der Kernkraftwerkskapazitäten die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sieht die Energiestrategie 2050 deshalb vor, die neuen erneuerbaren Energien auszubauen und gleichzeitig die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Die in absoluten Zahlen gesetzlich verankerten Zielwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des Gesetzes entspricht.

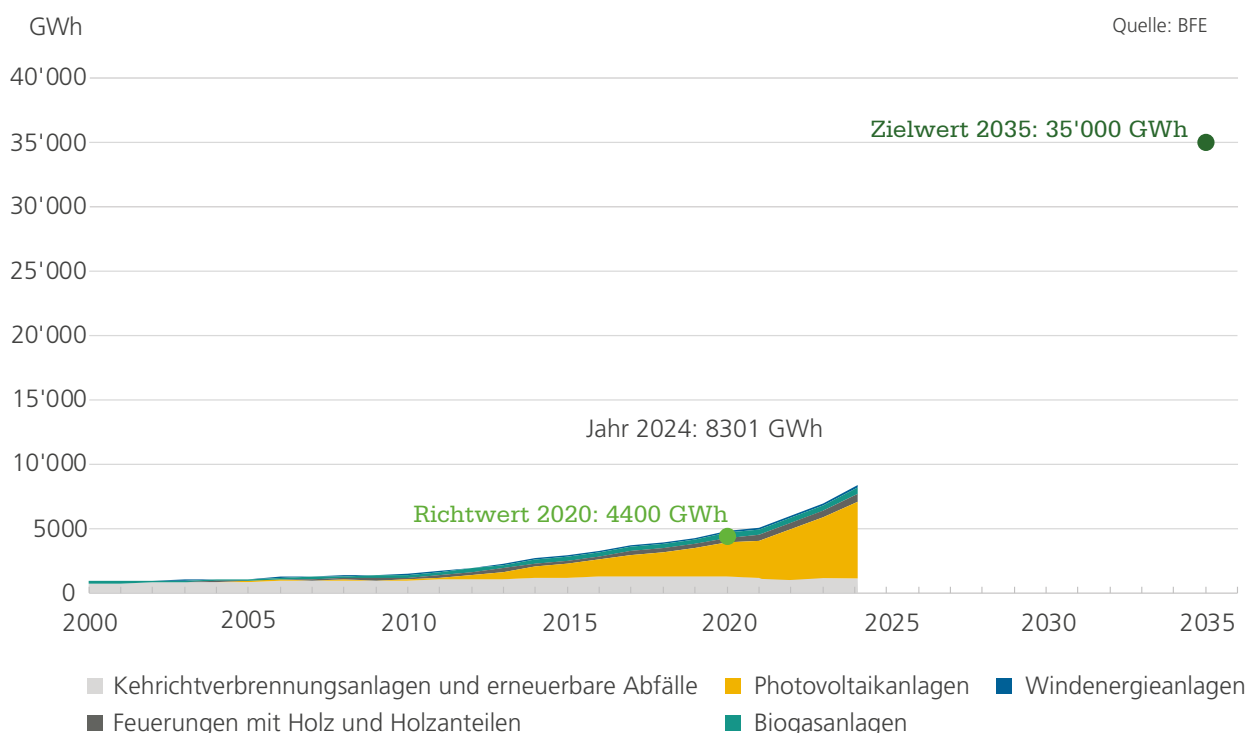


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (in GW h)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2024 betrug die Produktion 8301 Gigawattstunden (GW h), das entspricht 10,9 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1402 GW h. 2024 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1113 GW h, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 492,7 GW h pro Jahr. 2035 beträgt der Zielwert gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 35'000 GW h. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 2427 GW h pro Jahr 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 71,8 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion (ohne Wasserkraft) bei. Deutlich geringer fiel das Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (Anteil 2024: 13,2%), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2024: 7,5%), aus Biogas (Anteil 2024: 5,4%), Windenergie (Anteil 2024: 2,1%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quellen: BFE, 2025a / Bundesblatt, 2023).

## STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

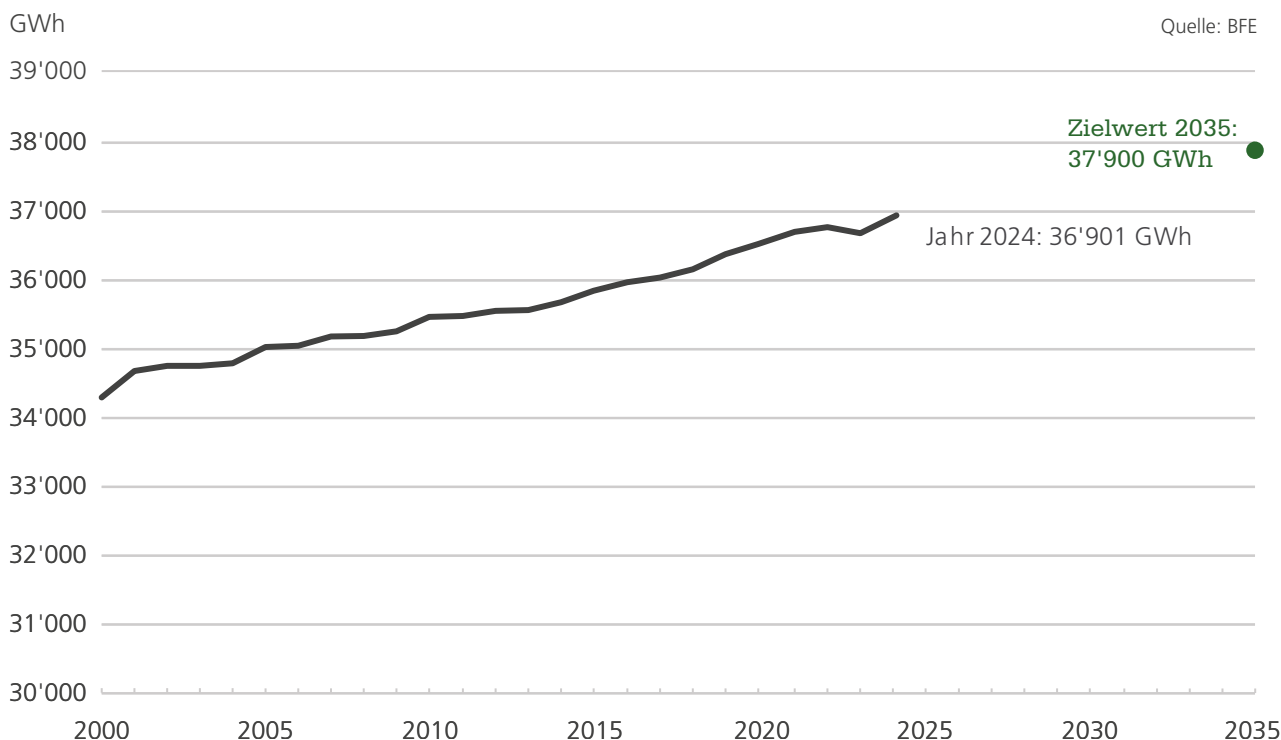


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000

**Abbildung 4** zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 praktisch kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist. 2024 (Stand 31.12.2024) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'901 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 31.12.2011) betrug diese 35'488 GWh. Um den Zielwert gemäss Energiegesetz zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von 2412 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr

58,6 Prozent erreicht. 2024 hat die mittlere Produktionserwartung gegenüber dem Vorjahr um 193 GWh zugenommen. Verantwortlich dafür waren unter anderem diverse Datenaktualisierungen von Kraftwerkkomplexen wie auch die hohen Zuflüsse im vergangenen Jahr. Seit 2012 hat die mittlere Produktionserwartung im Durchschnitt um 109 GWh pro Jahr zugenommen. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 91 GWh notwendig (Quelle: BFE, 2025b+d).

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

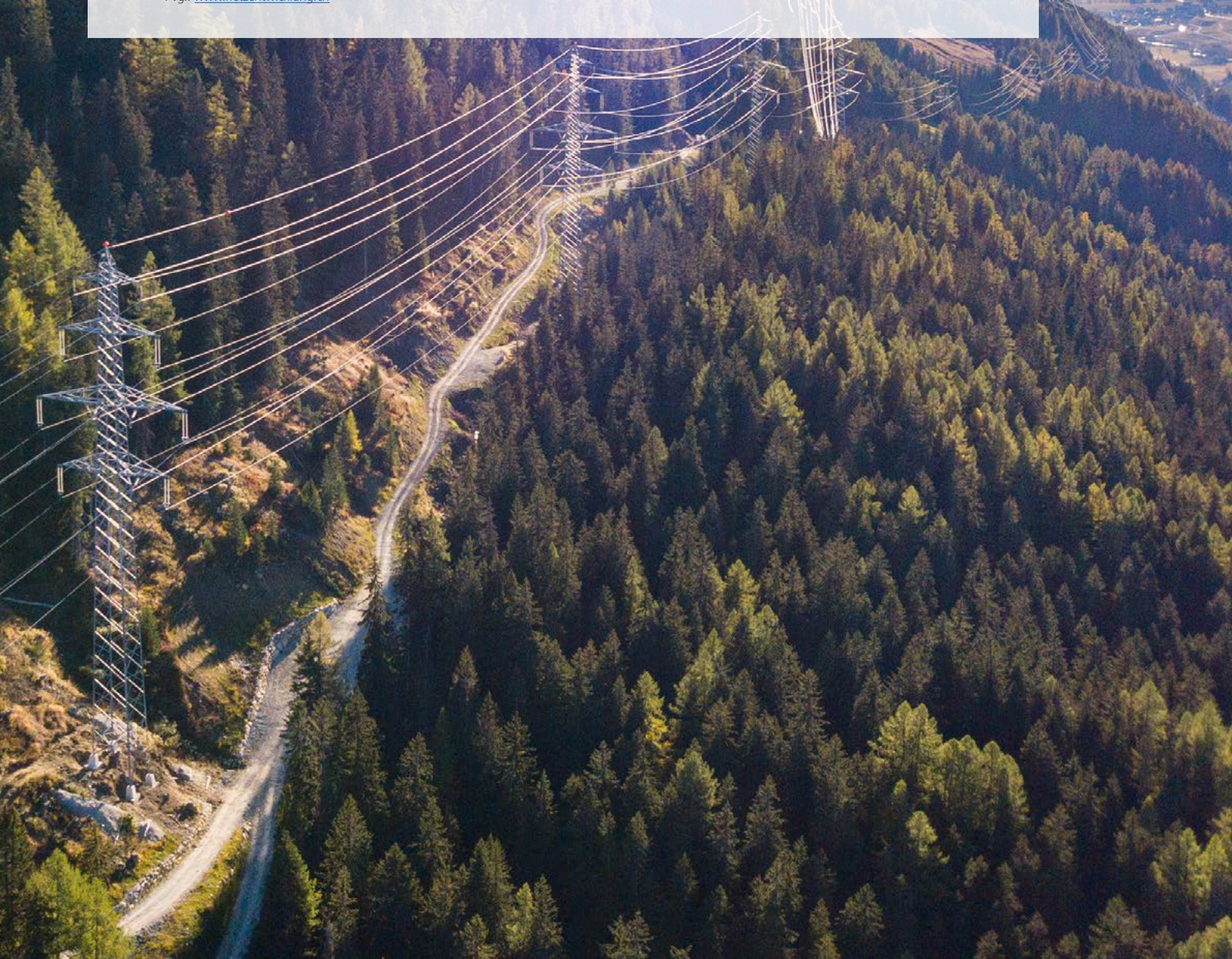




# ► NETZENTWICKLUNG

Die Transformation des Energie- und Stromsystems in der Schweiz und in Europa als Folge der Dekarbonisierung und Dezentralisierung der Stromversorgung sowie der Digitalisierung stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung, auf welche das Monitoring aktuell fokussiert. Rechtliche Grundlage bildet das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)<sup>4</sup> als Teil der Energiestrategie 2050, welches seit 2019 in Kraft ist und aktuell weiterentwickelt wird, um die Verfahren für den Aus- und Umbau der Stromnetze weiter zu beschleunigen (Bundesblatt, 2025 / Bundesrat, 2024d+2025d).

4 vgl. [www.netzentwicklung.ch](http://www.netzentwicklung.ch)





## STATUS UND DAUER DER VORHABEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Das Monitoring fokussiert mit diesem Indikator auf den Status und die Dauer von wichtigen Leitungsvorhaben des Strom-Übertragungsnetzes, welche die nationale Netzgesellschaft Swissgrid in ihrer strategischen Netzplanung 2025 und 2040 identifiziert hat, sich in einem entsprechenden Sachplan- oder Plangenehmigungsverfahren befinden respektive in der Realisierungsphase oder bereits in Betrieb sind. Teilweise handelt es sich auch um weitere, von Dritten initiierten Projekte. Vorhaben, welche erst als Projektidee vorliegen, also noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und damit noch in einer sehr frühen Planungsphase, werden erst aufgenommen, sobald die Planungen konkreter werden.

### Ablauf und Phasen eines Netzevorhabens des Übertragungsnetzes

**VORPROJEKT:** Als Grundlage für das Sachplanverfahren erarbeitet die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ein Vorprojekt mit den wichtigsten Eckpunkten des Netzevorhabens 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 geht mit der Einreichung des Gesuchs um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) in die nächste Phase.

### 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

ren 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 Netzevorhaben von Swissgrid in einem Bauprojekt konkret ausgearbeitet. Dabei hat 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 Netzzvorhaben mit den Interessen von Privaten (Grundeigentümer, Anwohner) vereinbar ist. Wenn das ESTI nicht alle Einsprachen erle-

digen 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 Netzprojekts endet die Realisierung.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Vorhaben, deren Planung schon relativ konkret ist respektive welche sich bereits in einem Verfahren befinden und deren Fortschritte der Bund verfolgt. Dieses Monitoring ermöglicht insbesondere Aussagen über die Dauer der verschiedenen Projektphasen vom Vorprojekt bis zur Inbetriebnahme. Dadurch sollen mittel- und langfristig auch Rückschlüsse hinsichtlich der Wirksamkeit der Beschleunigungsmassnahmen gezogen werden können.

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS <sup>5</sup>	GEPLANTE INBETRIEBNAHME <sup>6</sup>
<b>Chamoson–Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis</li> <li>▪ Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene</li> <li>▪ Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis</li> <li>▪ Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz</li> <li>▪ Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>Bickigen–Chippis (Gemmileitung)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV</li> <li>▪ Installation eines Kuppeltransformators 220 / 380 kV in der Schaltanlage Chippis</li> <li>▪ Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis</li> <li>▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit</li> </ul>	BVGer	2029
<b>Pradella–La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km</li> <li>▪ Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV</li> <li>▪ Eliminierung bestehender Engpass</li> <li>▪ Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>Chippis–Lavorgo</b> CL_1 Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) CL_2 Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) CL_3 Chippis–Stalden CL_4 Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis–Mörel–Lavorgo auf 124 km (Chippis–Stalden bleibt bei 220 kV)</li> <li>▪ Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km</li> <li>▪ Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin</li> <li>▪ Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses</li> </ul>	CL_1 PGV BFE CL_2 Realisierung (Mörel–Ernen) / in Betrieb (Ernen–Ulrichen) CL_3 Realisierung (Agarn–Stalden) / PGV BFE (Chippis–Agarn) CL_4 PGV BFE	2032
<b>Beznau–Mettlen</b> BM_1 Beznau–Birr BM_2 Birr–Niederwil BM_3 Niederwil–Obfelden BM_4 Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km</li> <li>▪ Beseitigung struktureller Engpässe</li> <li>▪ Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren</li> </ul>	BM_1 in Betrieb BM_2 Bauprojekt BM_3 Bauprojekt BM_4 PGV ESTI	2031
<b>Bassecourt–Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 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</li> <li>▪ Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit</li> </ul>	in Betrieb	2023 abgeschlossen und in Betrieb

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2025)

<sup>5</sup> Stand 15.10.2025<sup>6</sup> Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS	GEPLANTE INBETRIEBNAHME
<b>Génissiat–Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km</li> <li>Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt</li> </ul>	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
<b>Mettlen–Ulrichen</b> MU_1 Mettlen–Innertkirchen MU_2 Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV</li> <li>Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz</li> </ul>	MU_1 SÜL  MU_2 Vorprojekt / Bauprojekt. <sup>7</sup>	2040
<b>All'Acqua–Vallemaggia–Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal</li> <li>Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino»</li> <li>Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggiatals erzeugten Energie</li> <li>Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden</li> </ul>	Bauprojekt	2035
<b>Flumenthal–Froloo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ersatz bestehende rund 33 km lange 145-kV-Verteilnetzleitung durch neue 220-kV-Höchstspannungsleitung, als Teil des strategischen Netzes</li> <li>Neue Leitung erhöht Versorgungssicherheit im Grossraum Basel und der ganzen Schweiz</li> <li>Projekt soll Siedlungsgebiete zwischen Flumenthal und Therwil entlasten – neue Leitung wird mit möglichst weiter Distanz zu Siedlungsgebieten geplant</li> <li>Nach Inbetriebnahme wird bestehende Verteilnetzleitung komplett zurückgebaut</li> </ul>	SÜL	2036
<b>Anschluss Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney / Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtellard NdD_3 Châtellard–Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz</li> <li>Teil des strategischen Netzes im Startnetz von Swissgrid</li> <li>Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien</li> </ul>	NdD_1 in Betrieb  NdD_2 in Betrieb  NdD_3 in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille–Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf</li> </ul>	Realisierung	2025
<b>Bickigen–Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es wird der Ersatz der bestehenden Leitung durch eine neue 220-kV-Leitung geplant; die Spannung wird nicht erhöht</li> <li>Diese Planung und Ausführung erfolgt im Rahmen eines Sachplanverfahrens (Sachplan Übertragungsleitung, SÜL) und beinhaltet auch die Prüfung einer räumlichen Verlegung der Leitung</li> </ul>	SÜL	2034

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2025)

<sup>7</sup> Vorhaben MU\_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
<b>Obfelden–Samstagern</b> 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"> <li>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.</li> <li>Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil</li> </ul>	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Bauprojekt	2033
<b>Gryнау–Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz)</li> <li>Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee / Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden</li> </ul>	PGV BFE	2028
<b>Amsteg–Mettlen</b> AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ)</li> <li>AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. 2. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet.</li> </ul>	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2040
<b>Airola–Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels</li> <li>Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airola–Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant.</li> <li>Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa.</li> <li>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.</li> </ul>	Bauprojekt	2030
<b>Marmorera–Tinzen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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).</li> <li>Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbraucherzentren im Mittelland.</li> </ul>	Bauprojekt	2032
<b>Lavorgo–Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sanierung und Kapazitätserhöhung der 380-kV-Leitung zwischen Lavorgo und Magadino</li> <li>Umfasst den Ersatz der bestehenden Leitung und weitere Massnahmen in den bestehenden bzw. neuen Unterwerken</li> </ul>	SÜL	2033

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2025)

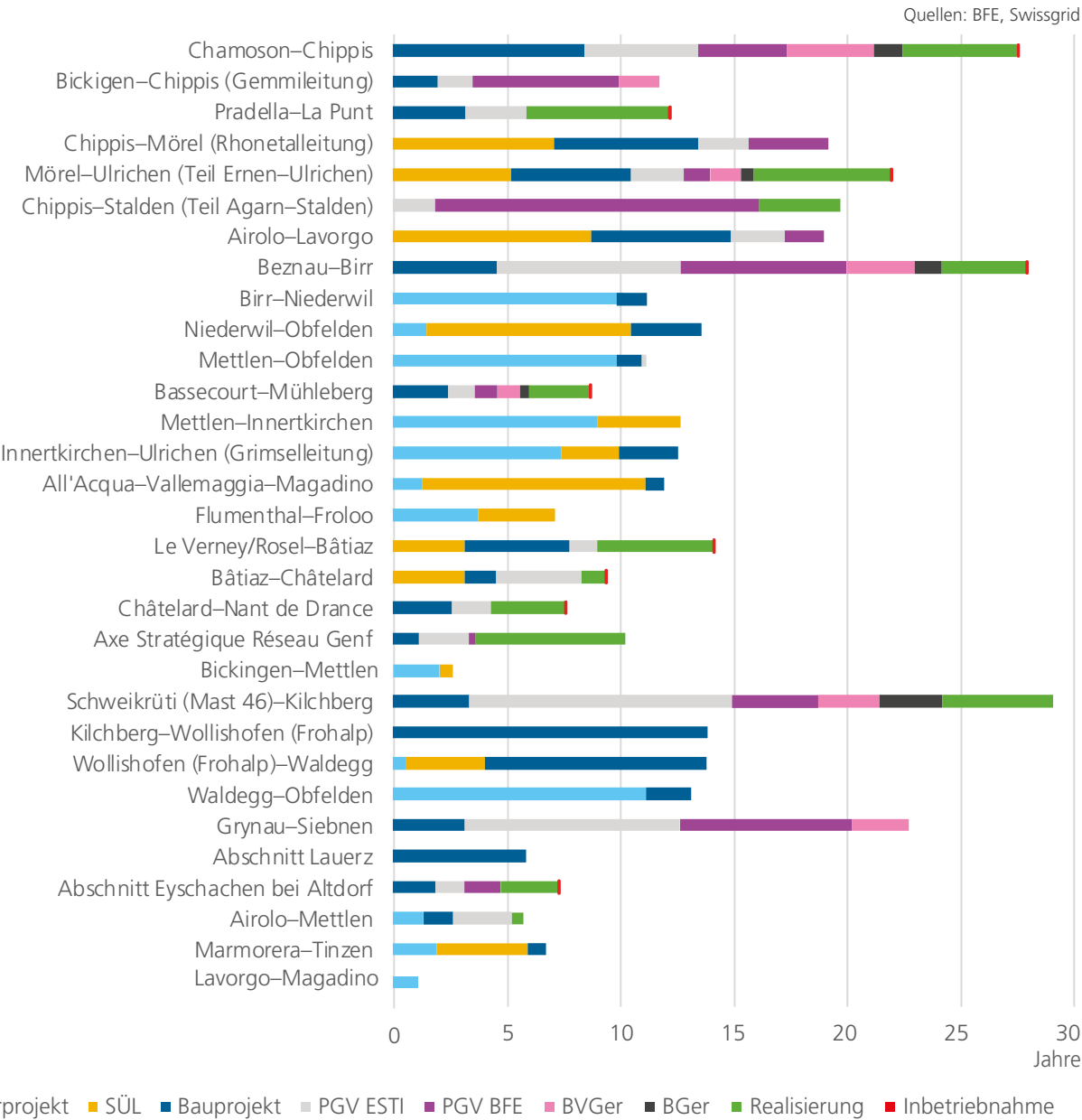


Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzebene 1 per 15. Oktober 2025 in Jahren<sup>8</sup>

Für die oben aufgelisteten Netzevorhaben 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

einzelnen dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheidung bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden.

<sup>8</sup> Methodische Anmerkungen: a) bei Netzevorhaben mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Vorhaben mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen eruierbar, weshalb sie in der Grafik teilweise fehlen; c) für vereinzelte Stichdaten, die heute nicht mehr genau bekannt sind, wurden in Abstimmung mit Swissgrid Annahmen getroffen; d) wenn die Gerichtsinstanzen einen PGV-Entscheid ans BFE zurückwiesen, wurde die zusätzliche Verfahrensdauer je Hälfte der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

## KURZBESCHREIBUNG DER PLANUNGS- UND REALISIERUNGSETAPPEN EINZELNER NETZVORHABEN (STAND: 15. OKTOBER 2025)

---

### **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.

### **Bickigen–Chippis**

Für die Spannungserhöhung und Modernisierung der bestehenden Leitung zwischen Bickigen und Chippis konnte wegen der nur geringen Raumwirksamkeit des Vorhabens auf die Durchführung eines SÜL-Verfahrens verzichtet werden. Nach einer rund zweijährigen Bauprojektphase startete Mitte 2015 das PGV beim ESTI, welches das Dossier knapp zwei Jahre später ans BFE weiterleitete. Dieses erteilte im Februar 2022 die Plangenehmigung. Gegen diese Verfügung gingen jedoch verschiedene Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein. Das Gericht hiess die Beschwerden Mitte Dezember 2023 teilweise gut und überwies das Plangenehmigungsdossier zur Neubeurteilung im Sinne der Erwägungen ans BFE zurück. Im Verfahren waren weitere Abklärungen hinsichtlich einer möglichen Reduktion des sogenannten Coronalärms (durch kleinste Entladungen unter Hochspannungsleitungen) sowie bezüglich der Thematik der nichtionisierenden Strahlung zu treffen. Das BFE hat daraufhin im September 2025 die Plangenehmigung erteilt, welche jedoch angefochten wurde. Die Realisierung des Vorhabens verzögert sich durch das Beschwerdeverfahren und die Rückweisung ans BFE um voraussichtlich weitere zwei Jahre bis 2029.

### **Pradella–La Punt**

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

### **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:

#### *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 (Pfynwald) einfordern.



### *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.

### *Chippis–Stalden*

Für den Strangnachzug auf der Teilstrecke Agarn–Stalden lief ein mehrjähriges Plangenehmigungsverfahren beim BFE, welches im Frühling 2022 rechtskräftig abgeschlossen werden konnte. 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 Pfynwald geführt werden muss. Dementsprechend wurde das Plangenehmigungsgesuch für den Neubau dieser Teilstrecke zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch für die Rhonetalleitung Ende März 2019 beim ESTI eingereicht. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Somit befindet sich auch die Teilstrecke Chippis–Agarn im PGV beim BFE.

### *Airola–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. Von Mitte März 2024 bis Mitte Januar 2025 war ist das Vorhaben wiederum sistiert. Swissgrid hat im Dezember 2024 und Januar 2025 einen Teil der verlangten Unterlagen geliefert. Das BFE hat eine neue Frist für die Ergänzung bzw. Vervollständigung der Unterlagen gesetzt, die mehrfach verlängert wurde. Anschliessend wird das BFE entscheiden, ob das Vorhaben nochmals öffentlich aufgelegt werden muss.

## **Beznau–Mettlen**

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzzvorhabens Beznau–Mettlen ist für 2033 vorgesehen. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

### *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.

### *Birr–Niederwil*

Das Vorprojekt für den Leitungsabschnitt wurde im September 2022 abgeschlossen. Das Vorhaben befindet sich derzeit im Bauprojekt, ein SÜL-Verfahren war nicht erforderlich.

### *Niederwil–Obfelden*

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befand sich mehrere Jahre im SÜL-Verfahren; 2016 erfolgte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt, Ende August 2022 setzte der Bundesrat den Planungskorridor fest. Das PGV wird aktuell vom ESTI vorgeprüft.

### *Mettlen–Obfelden*

Der Leitungsabschnitt befand sich mehrere Jahre in der Vorprojektphase. Diese wurde zwischenzeitlich ausgesetzt, um den Bundesratsentscheid zum Planungskorridor sowie Übertragungstechnologie abzuwarten (*siehe 5.3*). Im Juni 2024 entschied das BFE, dass auf ein SÜL-Verfahren verzichtet werden kann, da das Vorhaben zur Erhöhung der Betriebsspannung von 220 auf 380 kV keine erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat. Swissgrid hat Ende Juli 2025 das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI eingereicht.

### **Bassecourt–Mühleberg**

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

### **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.

### **Mettlen–Ulrichen**

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

#### *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, welche seither am Laufen ist.

#### *Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)*

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimselleitung) 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 Sicherung der Finanzierung des Projekts Grimselbahn 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.

### All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

Die Planung des Leitungsvorhabens im Gebiet All'Acqua-Maggiatal–Magadino (sowie des oben erwähnten Teilprojekts 4.4. Aiolo-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. Am 20. Dezember 2024 setzte der Bundesrat den Planungskorridor für das gesamte Leitungsvorhaben fest; damit konnte Swissgrid das Bauprojekt, welches die konkrete Leitungsführung festlegt, in die Wege leiten. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen.

### 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, 2025 / Swissgrid, 2015 + 2025b)

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





## ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

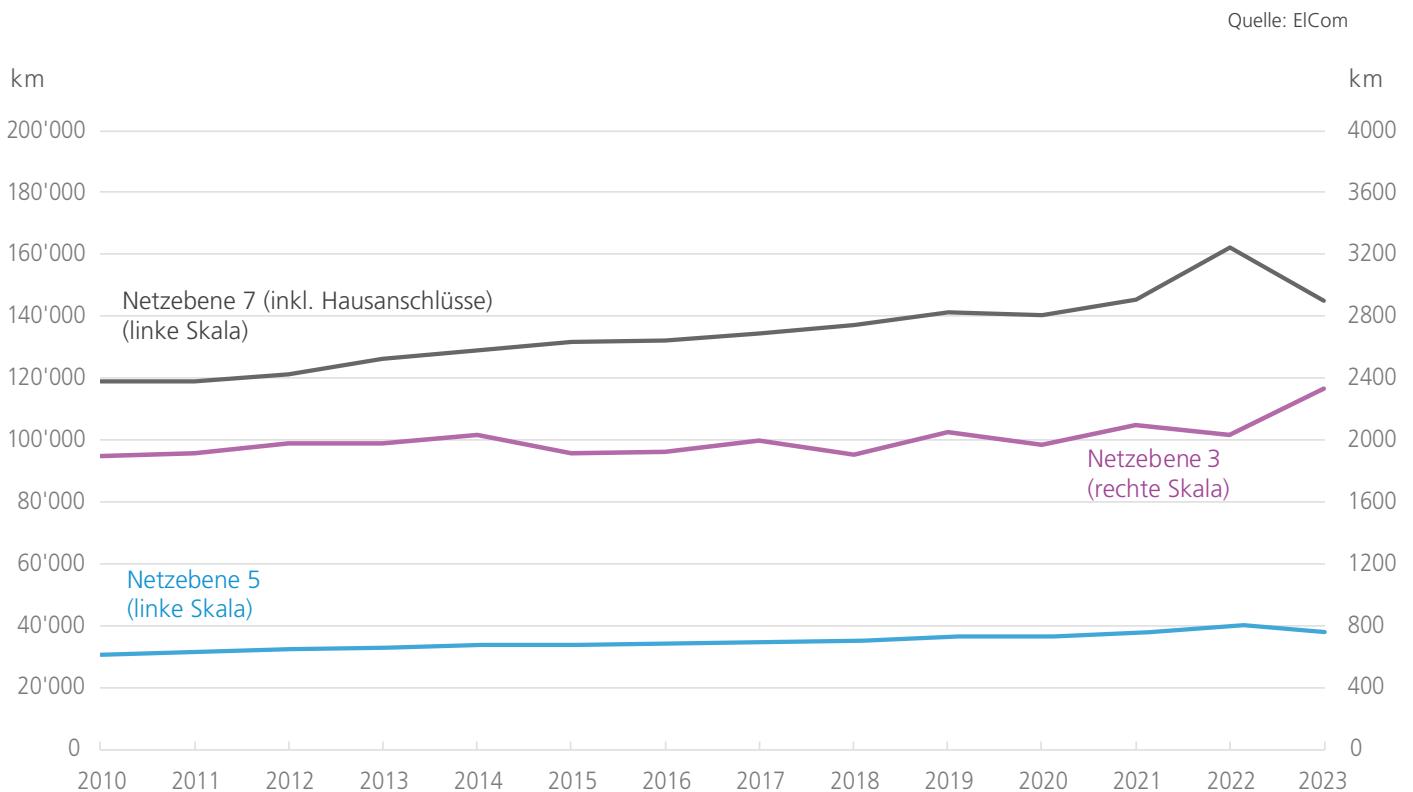


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien<sup>9</sup> entschieden werden. Wie oben erwähnt will, der Bundesrat den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen. Er hat dazu die Botschaft zu einer Revision des Elektrizitätsgesetzes am 21. Mai 2025 zuhanden des Parlaments verabschiedet. 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. Die Gründe für die Sprünge nach oben 2022 resp. nach unten 2023 sind unklar.<sup>10</sup> Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. violette Kurve in obiger Grafik mit

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

<sup>10</sup> Die Angaben zu den Anlagen des Schweizer Stromnetzes beruhen auf Selbstdeklaration der Netzbetreiber gegenüber der ElCom. Sprünge zwischen den Jahren sind unter Umständen auf Deklarations- bzw. Masseinheitenfehler zurückzuführen.

*unterschiedlicher Skala*). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigten sich immer wieder (letztmals zwischen 2021 und 2022) rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 207'425 Kilometern, wovon rund 90 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von gut 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau-Birr» mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg / Riniken wurde erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Im Rahmen des Anschlussprojekts des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance wurde der Leitungsabschnitt

«Bâtiaz-Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende 220-kV-Freileitung, die das Rohnetal 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: ElCom, 2025a / BFE / Swissgrid, 2025).

## INTELLIGENTE ZÄHLER (SMART METER)

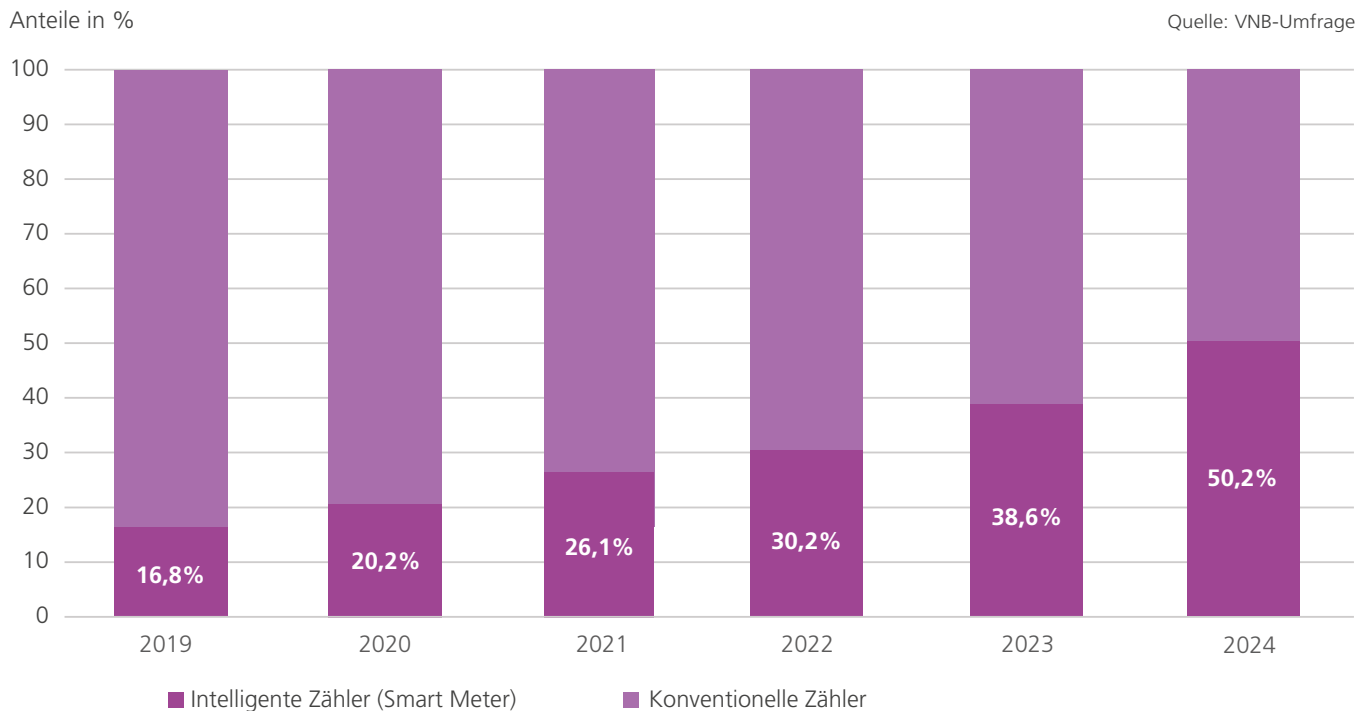


Abbildung 8: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern<sup>11</sup>

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum

Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2024 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 2'940'000 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von über 50 Prozent, wie **Abbildung 8** zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2025).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld  
**NETZENTWICKLUNG**  
 (ausführliche Fassung Monitoringbericht)



<sup>11</sup> Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.



## ► **VERSORGUNGS- SICHERHEIT**

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit spielt die Diversifizierung der Energieversorgung eine wichtige Rolle: Sie reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und verringert dadurch die Verletzlichkeit des Gesamtsystems bei vollständigen oder partiellen Versorgungsunterbrüchen eines Energieträgers. Das Monitoring verfolgt deshalb, wie sich die Diversifizierung der Schweizer Energieversorgung entwickelt. Beobachtet werden dabei zwei Unterindikatoren: Auf der Verbrauchsseite ist dies die Aufteilung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern. Produktionsseitig wird der Strombereich genauer beleuchtet mit der Stromproduktion nach Stromproduktionsarten. Jährliche Schwankungen können auch durch die Witterung oder die Wirtschaftslage bedingt sein.



## DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

**Abbildung 9** zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe für den internationalen Flugverkehr) 2024 fast 46 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 27 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 12 Prozent. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat sich der Anteil der Erdöltreibstoffe stabilisiert und liegt etwa auf gleichem Niveau wie im Jahr 2000. Trotz der leicht kühleren Witterung ist der Anteil der Brennstoffe Öl (–0,7 Prozentpunkte im Jahresvergleich) gesunken, der Anteil von Gas ist gleichgeblieben. Dabei dürften Substitutionseffekte eine Rolle gespielt haben. Längerfristig (zwischen 2000 und 2024) ist der Anteil der Erdölbrennstoffe um 13 Prozentpunkte zurückgegangen – bedingt durch den Ersatz von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Aus diesem Grund haben die Anteile von allen anderen Energieträgern (ausser Kohle) zugenommen: Erdgas (+1,3 Prozentpunkte), Strom (+4,4 Prozentpunkte), Holz und Holzkohle (+2,1 Prozentpunkte), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+4,2 Prozentpunkte) und Fernwärme (+1,6 Prozentpunkte). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2025a).

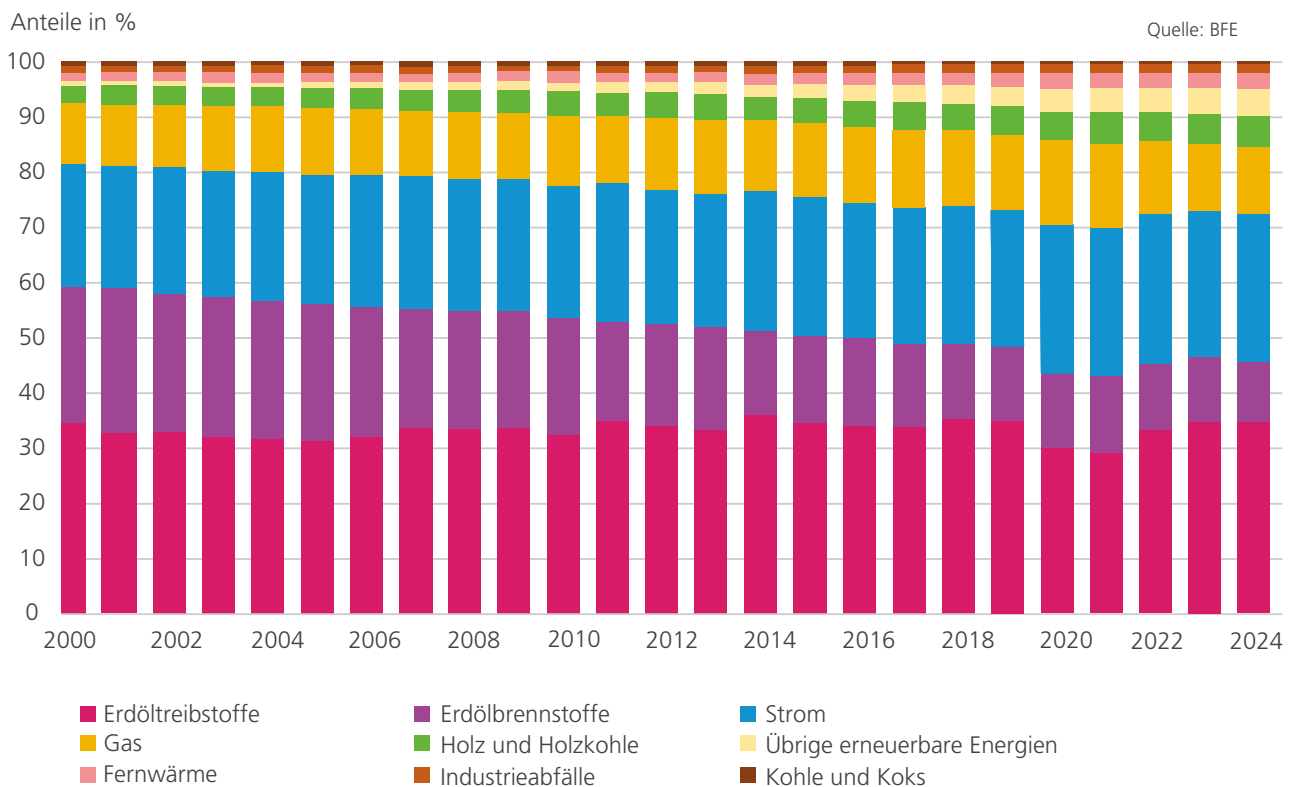


Abbildung 9: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

## AUSLANDABHÄNGIGKEIT

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und einer verbesserten Energieeffizienz verringert werden. Die Schweiz bleibt jedoch Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in

Anlehnung an das MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen<sup>12</sup>) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.

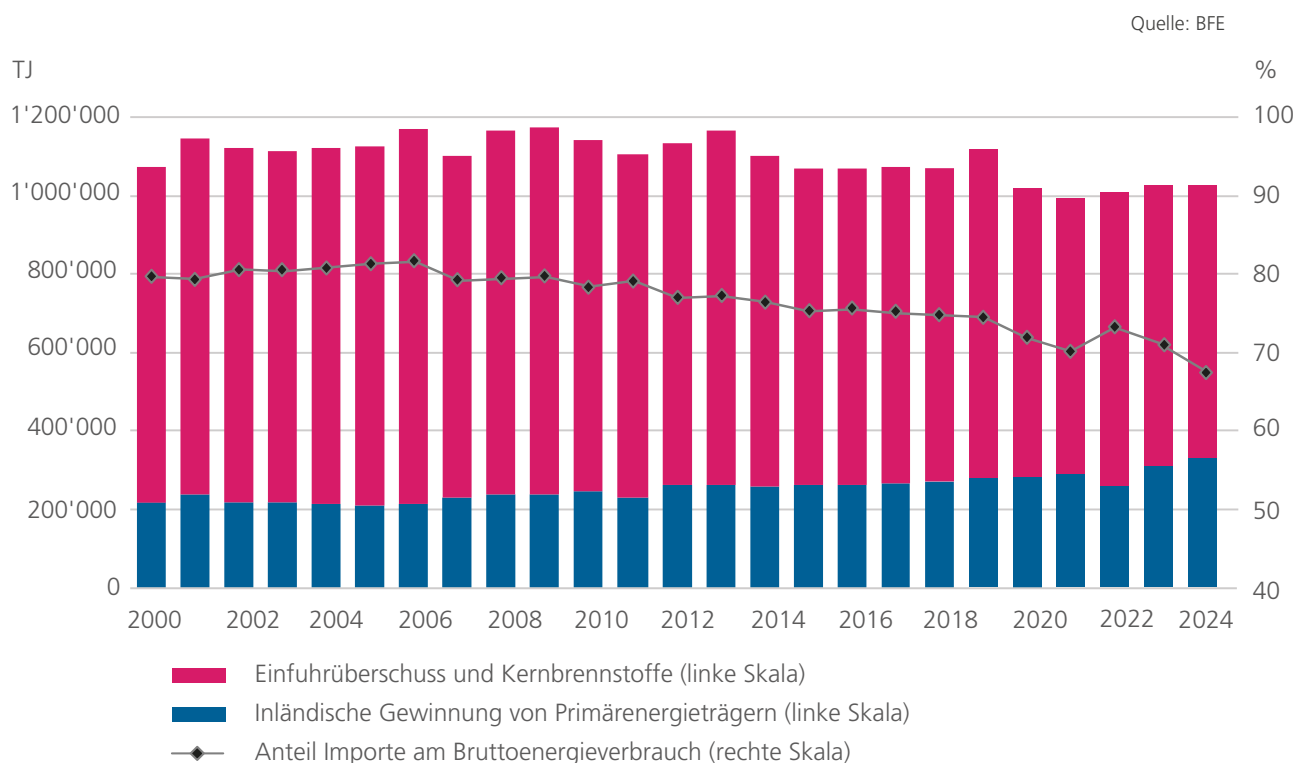


Abbildung 10: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%)

**Abbildung 10** zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Nach der langanhaltenden Trockenheit im Jahr 2022, die zu einer starken Abnahme der

Wasserkraftproduktion führte, hat die Inlandproduktion seit 2023 wieder zugenommen und erreichte im Jahr 2024 ein so hohes Niveau wie nie seit dem Jahr 2000. Die Wasserkraft bleibt die wichtigste inländische Energiequelle, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Die Brut-

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

toimporte 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. Seit 2023 geht die Auslandabhängigkeit wieder zurück, sie bleibt aber nach wie vor auf hohem Niveau: 2024 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch

67,6 Prozent (2023: 71,1%, 2022: 73,6%, und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis muss allerdings mit Vorsicht interpretiert werden, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen (Quellen: BFE, 2025a / BFS / BAFU / ARE, 2025).

## 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. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das am 1.1.2025 in Kraft getreten ist, sieht verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vor. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Vor diesem Hintergrund hat die ElCom 2025 ihre System-Adequacy-Analysen und den Bericht zur Winterproduktionsfähigkeit aktualisiert, auf die das Monitoring unter anderem verweist.

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die länderübergreifenden Stromübertragungsnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy» (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung des Austausches mit dem Ausland betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind die verwendeten Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen

Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sind folglich keine Vorhersagen, sondern dienen als Indikation darauf, welche Entwicklungen aus Gesamtsystem Sicht 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 des Bundesamts für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) eine SA-Studie für den Winter 2022 / 23 durchgeführt. Die Studie kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022 / 23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch in Extremsituationen nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für die folgenden Winter ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben.

In der Studie wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Gas und Kernkraftwerken untersucht und simuliert. Es wurden auch Kombinationen von meteorologischen Bedingungen und Kraftwerksausfällen durchgespielt und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen berechnet. Einzig in den Szenarien mit Gasknappheit oder einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke konnte der Stromverbrauch nicht jederzeit komplett gedeckt werden. In den wahrscheinlichsten Szenarien kann der Energieverbrauch mit den in der Folge genannten Massnahmen gedeckt werden. Mit einer Wasserkraftreserve kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines temporären Reservekraftwerks in Birr (AG) und weiterer Reservekraftwerke und Notstromgruppen können die allenfalls fehlende Energie unabhängig vom Markt zusätzlich ins System bringen. Die weiteren Massnahmen wie die Erhöhung der Kapazitäten im Übertragungsnetz, der Rettungsschirm für systemkritische Stromunterneh-



men und die temporäre Reduktion der Restwasserabgabe stärken die Winterversorgung zusätzlich. Auch die freiwilligen Verbrauchsreduktionen von Wirtschaft und Gesellschaft leisten einen wichtigen Beitrag (Quelle: BFE / ElCom / BWL, 2022).

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

- Das europäische Stromversorgungssystem wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend von den Wetterbedingungen abhängig. Rein physikalisch und auf Basis der angenommenen Szenarien betrachtet, kann die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen im Jahr 2040 zu einem ungedeckten Stromverbrauch von maximal 250 GWh in der Schweiz führen. Aus der Marktperspektive betrachtet, zeigen sich für die Schweiz allerdings keine Probleme, sofern sie gut in das europäische Gesamtsystem integriert ist.
- Ohne Kooperation mit Europa besteht für die Schweiz das Risiko, dass es ab 2030 bei einzelnen Wetterkonstellationen zu Versorgungsengpässen kommen kann, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen (Stand 2019) für den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht angepasst werden. Die Auswirkungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und des dringlichen Bundesgesetzes über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter sind hier noch

nicht berücksichtigt.

- Bei einem effektiv beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe – ausser bei einer sehr starken Elektrifizierung in einzelnen ungünstigen Wetterkonstellationen.
- Treten zusätzlich zu limitierten Austauschkapazitäten (das heisst im Falle ohne Kooperation) noch grössere Ereignisse in der Schweiz oder den Nachbarländern auf (bspw. ein Ausfall von Kraftwerken), hat dies allerdings erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einer derartigen Situation hilft dann jegliche zusätzliche inländische Energie, wobei insbesondere die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft zentral ist, da die zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System integriert werden kann (Quelle: Universität Basel / ETHZ / Consentec, 2022).

Ergänzend publiziert der europäische Verband ENTSOE jährlich das sogenannte European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Die Analysen von 2024 zeigen für die Schweiz mit Zeithorizont bis 2035 keine relevanten Versorgungsengpässe, wobei die Sicherheitsmargen in den nächsten Jahren gering bleiben. Da Versorgungssicherheit einen länderübergreifenden Aspekt hat, bleibt es wichtig, dass die Schweiz gut in das europäische Gesamtsystem integriert bleibt. Der Bericht kommt weiter zum Schluss, dass die Reduktion von Austauschkapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern einen negativen Einfluss auf die Schweiz und auf die umliegenden Länder hat. Um zu verhindern, dass es zu einer Reduktion der Austauschkapazitäten kommt, hat Swissgrid technische Verträge mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North<sup>13</sup>» sowie mit der Kapazitätsberechnungsregion «CORE<sup>14</sup>» abgeschlossen. Diese Verträge bieten jedoch keine langfristige Sicherheit, da sie jährlich erneuert werden müssen. Darüber hinaus laufen derzeit Gespräche über die Zusammenlegung der Berechnungsregion Italy North und CORE. Sollten diese Gespräche erfolgreich sein, müssen die Verhandlungen über einen technischen Vertrag zwischen der Schweiz und dieser neuen Zone neu aufgenommen werden. Der ERAA 2024 wurde im April 2025 veröffentlicht. (Quelle: ENTSOE, 2024).

<sup>13</sup> Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

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

Die ElCom hat 2025 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, eine SA-Studie für die Jahre **2028, 2030 und 2035** 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 die Jahre 2028, 2030 und 2035 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2023 aufgrund der Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine, den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) sowie der Unsicherheiten hinsichtlich der Austauschkapazitäten an den Grenzen angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst. Insbesondere wurden die im Bundesgesetz für eine sicherer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehenen Ziele für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie der Betrieb von Beznau 1 und 2 über das Jahr 2030 hinaus berücksichtigt.

Aus dieser Studie geht hervor, dass die Austauschkapazitäten an den Grenzen eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Bei einer Zusammenarbeit zwischen der EU und der Schweiz gemäss den derzeit ausgehandelten technischen Vereinbarungen werden selbst bei einer Kombination aus internen (Nichtverfügbarkeit der Hälfte des Schweizer Kernkraftwerksparks zwischen Januar und April) und externen Stressfaktoren (Reduzierung der Gasverfügbarkeit in Europa um 15 Prozent sowie Nichtverfügbarkeit der Hälfte der französischen Kernkraftwerke) bis 2035 unkritische Versorgungsprobleme festgestellt, auch wenn der Zustand des Systems weiterhin angespannt ist. Ohne oder mit nur geringer Zusammenarbeit mit Europa wird die Versorgungssicherheit problematisch. Die durchschnittlich fehlenden Energiemengen (Energy not served, ENS) sind je nach Szenario hoch und können im ungünstigsten Fall, in dem alle Stressfaktoren zusammenkommen, im Jahr 2035 mehr als 7 TWh erreichen. Diese Ergebnisse sind

jedoch zu relativieren, da die Schweiz häufig Exporteur ist, wenn solche Versorgungsprobleme auftreten, was zeigt, dass sie eine stabilisierende Rolle in Europa spielt und dass die Versorgungsprobleme nicht auf das Schweizer System zurückzuführen sind, sondern auf die europäischen Nachbarn.

Für den längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035 hat die ElCom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktualisiert. Die Analyse dient als Basis, um den Bedarf an Reservekraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz zu ermitteln. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und auch die Importmöglichkeiten ausgeklammert werden. Die Analyse liefert damit vereinfachende Messgrössen für die längerfristige Resilienz der Schweizer Versorgung. In der Analyse werden zwei Kennzahlen erhoben. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier Winterproduktion der 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 definierte Winterimportgrenze (5 TWh 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 800 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 1900 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die ElCom eine dauerleistungsfähige Reservekapazität im Umfang von

mindestens 500 Megawatt (MW) für das Jahr 2030 und 700 bis 1400 MW ab 2035. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können. Das Stromversorgungsgesetz regelt diese Reserve. Sie umfasst die obligatorische Wasserkraftreserve, die Speicherreserve und die verbrauchsseitige Reserve. Mit dem Beschluss des Parlaments vom 20. Juni 2025 wird ebenfalls die ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen im Stromversorgungsgesetz verankert (Quellen: ElCom, 2025b+c).

➤ 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, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucherausgaben für Energie und bei den Energiepreisen.



## ENDVERBRAUCHERHAUSGABEN FÜR ENERGIE

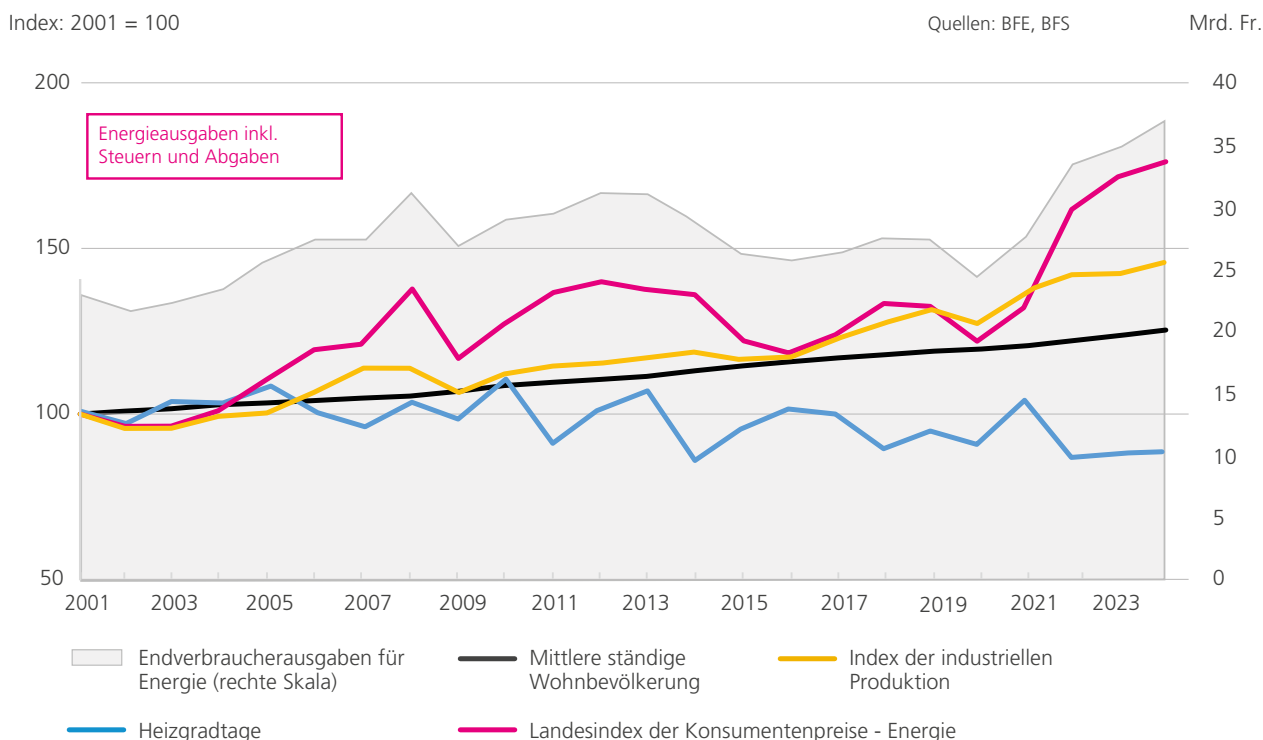


Abbildung 11: Entwicklung der Endverbraucherhaushaltsausgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

**Abbildung 11** zeigt die Entwicklung der Endverbraucherhaushaltsausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2024 rund 36,7 Mrd. Franken betrugen. Im Jahr 2020 hatten die Ausgaben mit 24,1 Mrd. Franken den tiefsten Wert seit 2004 erreicht. Seither sind sie verhältnismässig stark angestiegen: 2021 um 13 Prozent (auf rund 27,3 Mrd. Franken), 2022 um 22 Prozent (auf 33,4 Mrd. Franken), 2023 um 4 Prozent (auf 34,6 Mrd. Franken) und 2024 um 6 Prozent. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Energiepreise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindexes der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, seit 2021 um rund 34 Prozent. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg der Ausgaben zwischen 2021 und 2024 beim Strom (75%) und beim Gas (26%).

Auf die fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas, Kohle)<sup>15</sup> entfielen 2024 mit 17,3 Mrd. Franken noch knapp die Hälfte der Gesamtausgaben für Energie – seit 1980 war dieser Anteil noch

nie so tief. Für Strom wurden rund 18,4 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf Holz sowie Fernwärme (1,1 Mrd. Franken)<sup>16</sup>. Zwischen 2001 und 2020 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,3 Prozent pro Jahr. In den Jahren 2021 bis 2024, wobei das Krisenjahr 2022 mit besonders hohen Steigerungen heraussticht, stiegen die Ausgaben stark an, was dazu führte, dass im vergangenen Jahr 52 Prozent oder 12,6 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben wurde als im Jahr 2020. Die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2024 beträgt als Folge davon 2 Prozent. Dazu beigetragen haben der Anstieg der industriellen Produktion (jährlich 1,6 Prozent) und der Bevölkerung (jährlich 0,9 Prozent). Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherhaushaltsausgaben 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 bestehen-

<sup>15</sup> Im Jahr 2024 waren 4,8% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Gesamtenergiestatistik 2024, S.1); der Anteil des eingespeisten inländischen Biogases am Gasimport betrug 2024 1,7% (Gesamtenergiestatistik 2024, Tabelle 23).

<sup>16</sup> In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.).

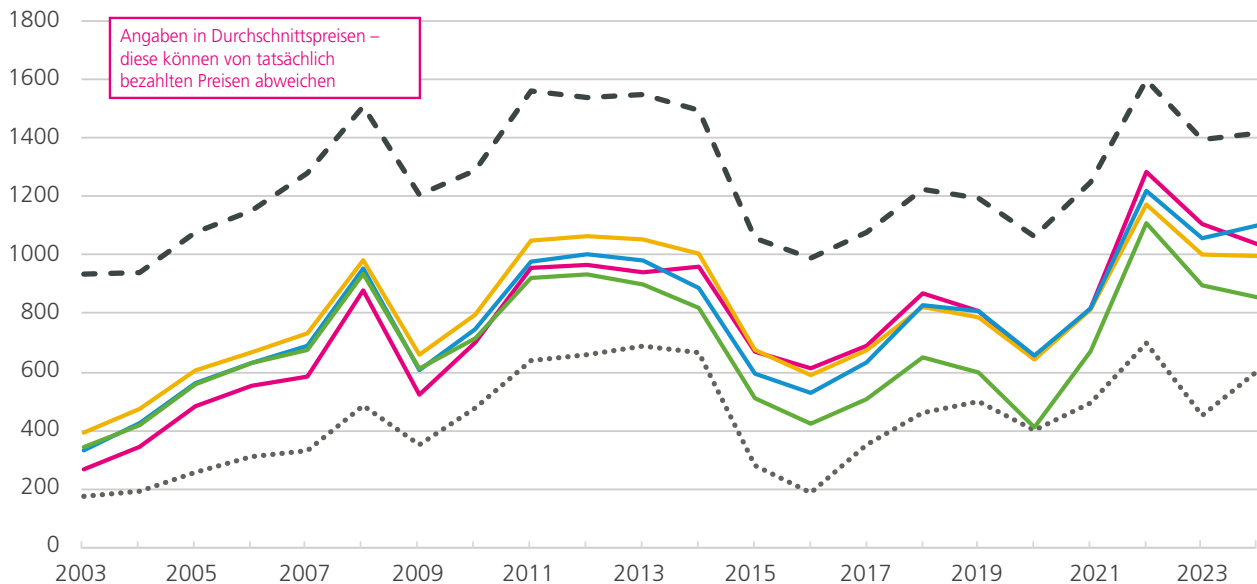
den, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage. Aufgrund der Covid-19-Pandemie wurde im Jahr 2020 weniger Energie verbraucht, insbesondere Treibstoff, was zusammen mit tiefen Preisen zu ausserordentlich tiefen Ausgaben für Energie führte. 2021 nahmen die verbrauchten Mengen und Ausgaben wieder zu und die Jahre 2022 bis 2024 waren von den steigenden Preisen und den damit verbundenen höheren Ausgaben geprägt. Die verbrauchten Mengen beim Gas und beim Strom gingen vor allem

aufgrund der milden Witterung (tiefe Anzahl Heizgradtage) in den Jahren 2022 und 2023 zurück, stiegen jedoch 2024 bei beiden Energieträgern wieder leicht an obwohl die Heizgradtage weiterhin tief sind, resp. nur geringfügig höher als 2023. Der Treibstoffverbrauch steigt seit dem starken Einbruch im Jahr 2020 stetig an, hat aber das Niveau von 2019 noch nicht wieder erreicht. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025).

## ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

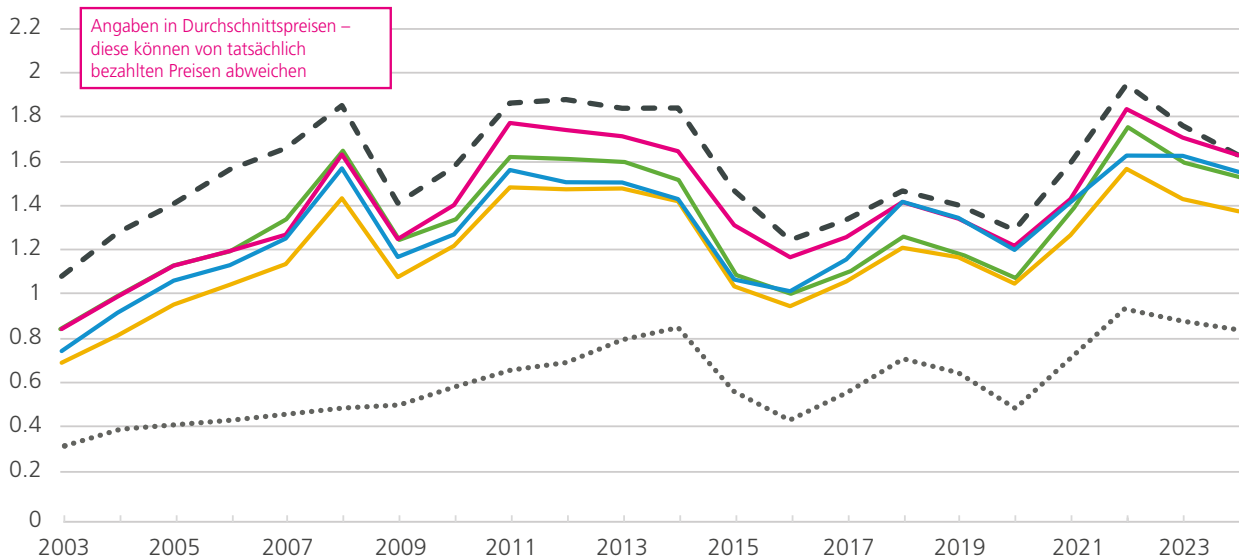
USD/1000 Liter

Endkundenpreis Industrie Heizöl extraleicht

Quelle: Basierend auf  
Daten IEA Energy Prices  
and Taxes © OECD/IEA 2024

USD/Liter

Endkundenpreis Diesel-Treibstoff zur kommerziellen Nutzung



--- Teuerstes OECD-Land  
--- Schweiz

--- Deutschland  
--- Frankreich

--- OECD-Mittelwert  
..... Günstigstes OECD-Land

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

Der Rohstoff Öl und die aus dessen Raffination entstehenden Energieträger Heizöl und Diesel werden global gehandelt. Dies erklärt teilweise die ähnliche Entwicklung der Preise in den meisten der dargestellten Länder (vgl. *Abbildung 12*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** lag auch 2024 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sanken in den Jahren 2023 und 2024 weltweit gegenüber dem Höchststand<sup>17</sup> des Jahres 2022. Die Preissenkungen fielen in der Schweiz ähnlich aus wie in Deutschland, die Preise in Frankreich lagen 2024 leicht über denjenigen der Schweiz. 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 CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen. Sie stieg seit ihrer Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 120 Franken<sup>18</sup> pro Tonne CO<sub>2</sub>. Die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die

Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Dennoch sind die Preise für Heizöl in der Schweiz im Jahr 2024 nur leicht höher als im Mittel der OECD-Länder. Das Preisniveau für **Diesel** war in der Schweiz auch 2024 leicht höher als in Frankreich und Deutschland und neu wieder am höchsten im Vergleich der OECD-Länder; in den Vorjahren war Diesel in Finnland teurer gewesen. Bei diesem Erdölprodukt sanken im letzten Jahr die Preise in sämtlichen betrachteten Ländern sowie im Schnitt der OECD-Länder. In Frankreich sind die steuerlichen Erleichterungen für Diesel aus dem Jahr 2022 im letzten Jahr ausgelaufen, seither sind die Preise in etwa gleich hoch wie in Deutschland (*siehe blaue Kurve in Abbildung 12*). Das Monitoring führt keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat (Quelle: OECD / IEA, 2025a).

<sup>17</sup> Dabei ist zu beachten, dass die abgebildeten Preise nicht um den Effekt der Teuerung bereinigt worden sind.

<sup>18</sup> Dieser Abgabesatz ist seit 2022 gültig.



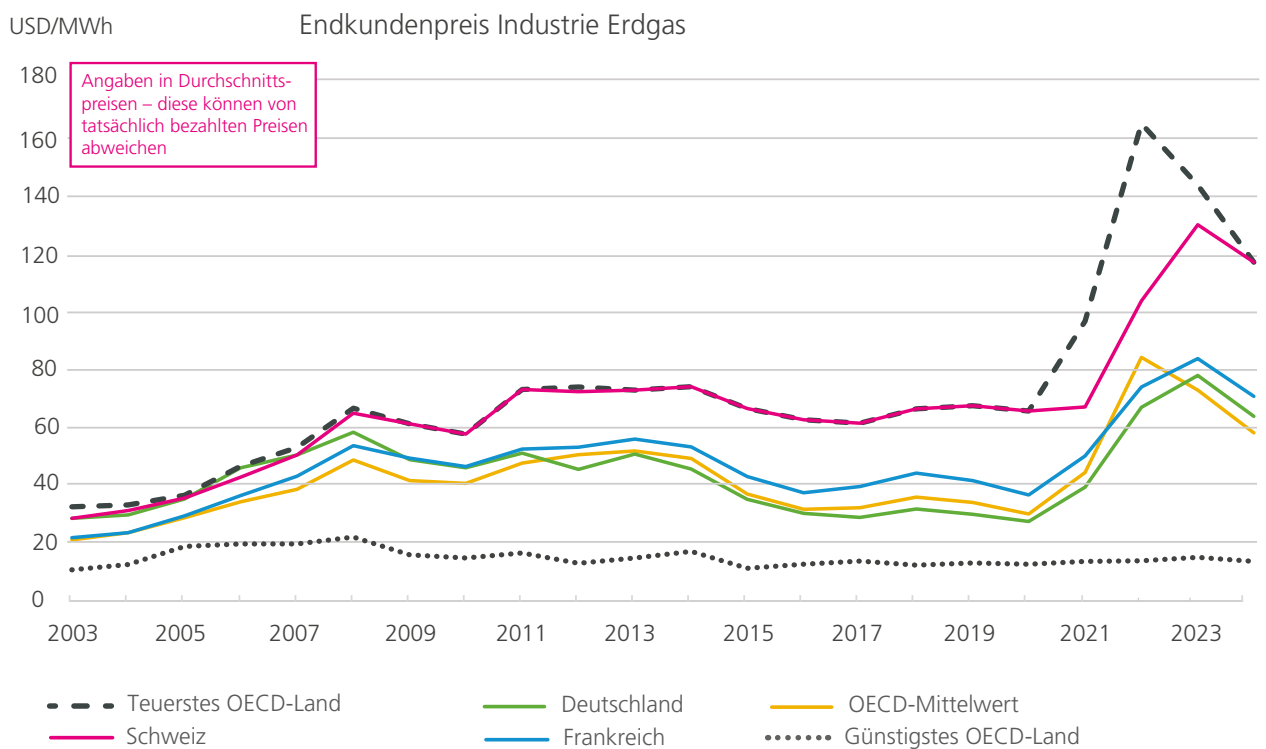
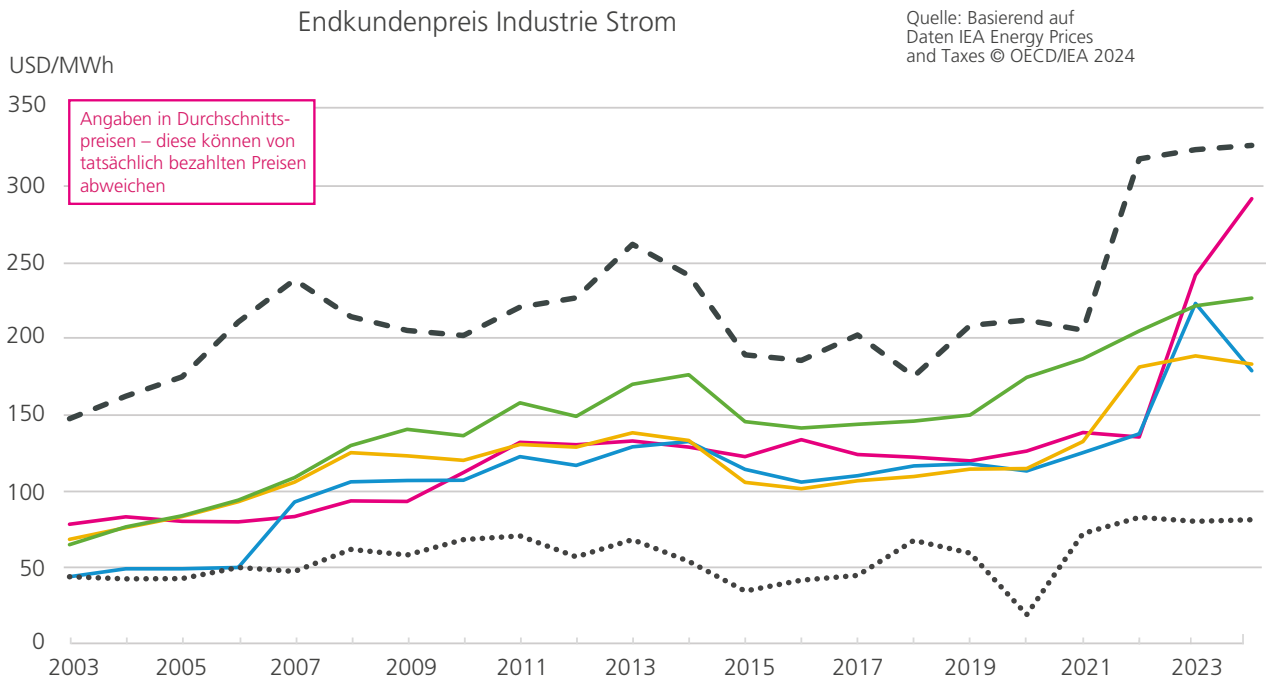


Abbildung 13: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom<sup>19</sup> und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

<sup>19</sup> Für die Schweiz sind die Endkundenpreise der Verbrauchskategorie 10–20 GWh in der Grafik dargestellt.

Der **Strompreis** für Industriekunden hängt von vielen Einflussfaktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, die nachgefragte Strommenge und deren zeitliche Flexibilität oder die Marktstruktur; dies sind alles Faktoren, die von der Energiepolitik beeinflusst werden und die sich in den Preisen der europäischen Stromgrosshandelsmärkte widerspiegeln. Diese europäischen Entwicklungen beeinflussen massgebend auch die Grosshandelspreise in der Schweiz. Neben dem Preis für die Energie zahlen Endkunden auch noch für die Nutzung des Netzes sowie Abgaben. Die Strompreise in der Schweiz sind im Vergleich zum Durchschnitt der OECD-Länder bis 2020 weitgehend stabil geblieben (vgl. *Abbildung 13*). Im Jahr 2021 und vor allem 2022 kam es jedoch im OECD-Durchschnitt zu einer stärkeren Preiserhöhung als in der Schweiz, so bspw. in Deutschland. In der Schweiz widerspiegeln sich die starken Preiserhöhungen an den europäischen Märkten aus Gründen der Datenerhebung erst in den Preisen für das Jahr 2023<sup>20</sup>. Sie stiegen in der Schweiz im Jahr 2024 nochmals, während sie in einigen Vergleichsländern (Frankreich, OECD) zurückgingen. Die Preise lagen damit deutlich über denjenigen von Deutschland und Frankreich und auch über dem OECD-Durchschnitt. Die Entwicklung kann verschiedene Gründe haben: Im Jahr 2023 war der überwiegende Teil der höheren Preise auf die gestiegenen Marktpreise für Strom an den europäischen Grosshandelsmärkten in den Jahren 2022 und 2023 zurückzuführen. Bei den Industriekunden in der Grundversorgung sind infolgedessen die Tarife im Jahr 2024 ebenfalls gestiegen. Ein grosser Teil der Industriekunden in der Schweiz ist jedoch nicht in der Grundversorgung, sondern kauft den Strom wie ihre europäischen Mitbewerber auf dem freien Markt ein - aufgrund der über die Jahre gestaffelten Beschaffung der meisten Unternehmen fliesst das erhöhte Preisniveau des Grosshandelsmarkts auch bei diesen Unternehmen über die Zeit versetzt in die bezahlten und abgebildeten Endkundenpreise ein. Aus diesem Grund kann zudem der tatsächlich bezahlte Preis für Strom um den dargelegten Durchschnittspreis stark variieren, und ist, abhängig von der Beschaffungsstrategie, stärker oder weniger stark den jeweils aktuellen Preisschwankungen ausgesetzt. Die in letzter Zeit gesunkenen Grosshandelspreise werden sich also in den kommenden Berichtsjahren zeigen. In den Zahlen nicht berücksichtigt ist, dass

sich stromintensive Unternehmen den bezahlten Netzzuschlag zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien von 2,3 Rp / kWh ganz oder teilweise zurückerstatten lassen können<sup>21</sup>. Zur Erhöhung der Industriestrompreise dürften auch der Zuschlag zur Finanzierung der Stromreserve (Wasserkraft, Reservekraftwerke), der 2024 erstmals erhoben und 1,2 Rp. / kWh betrug, sowie die 2024 gestiegenen Netznutzungstarife beigetragen haben. Die Niveauunterschiede zwischen den Ländern sind mit Vorsicht zu interpretieren. Dies unter anderem, weil stromintensive Unternehmen von gewissen im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können.

Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und 2013 bis 2020 war die Schweiz das teuerste Land der OECD. 2021 hat Schweden die Schweiz als teuerstes OECD-Land abgelöst, was u.a. an der in Schweden über die Jahre kontinuierlich angestiegenen CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen dürfte (120 EUR / Tonne im Jahr 2024<sup>22</sup>). 2024 war die Schweiz erneut das teuerste OECD-Land, allerdings lag bei der Fertigstellung des vorliegenden Berichts der Industriepreis für Erdgas in Schweden in der IEA-Datenbank noch nicht vor. In der Schweiz, in Frankreich sowie in Deutschland sind für die Jahre 2022 und 2023 deutliche Preiserhöhungen sichtbar, wohingegen die Preise im Jahr 2024 wieder leicht gesunken sind. Die höheren Preise waren hauptsächlich auf die stark erhöhten europäischen Grosshandelspreise in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine zurückzuführen. Die Tatsache, dass Europa mehr verflüssigtes Erdgas (LNG) importieren muss, hat zur Folge, dass Europa und Asien um LNG-Lieferungen konkurrenzieren. Damit orientieren sich die europäischen Gaspreise stärker an den Gaspreisen in Asien, welche in der Vergangenheit meist höher lagen als diejenigen in Europa. Die Differenz zwischen der Schweiz und anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten OECD-Land im Jahr 2024. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So sind in Nordamerika die Grosshandelspreise für Erdgas aufgrund der hohen Gasförderung auf dem Kontinent deutlich tiefer als in Asien oder in Europa. Damit das Erdgas bspw. von Nordamerika, dem südlichen Afrika oder der arabischen Halbinsel nach Europa transportiert

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

21 Gemäss Art. 39 EnG wird der bezahlte Netzzuschlag bei Elektrizitätskosten zwischen mindestens 5 Prozent und weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung auf Gesuch hin teilweise zurückerstattet; bei Elektrizitätskosten von mindestens 10 Prozent erfolgt die Rückerstattung vollumfänglich. Im Jahr 2022 (letztes Jahr für welches Zahlen vorliegen) wurden Rückerstattungen an 254 Endverbraucher getätigt, davon 149 mit vollständiger Rückerstattung.

22 CO<sub>2</sub> Tax | Climate Policy Database.

werden kann, muss es verflüssigt und durch LNG-Schiffe transportiert werden. Dabei ist insbesondere die Verflüssigung von Erdgas energieintensiv und damit auch teuer. In der Schweiz wurde, wie oben erwähnt, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen<sup>23</sup> von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO<sub>2</sub>-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. Am 19. September 2025 hat der Bundesrat den überarbeiteten Entwurf des Gasversorgungsgesetzes (GasVG)

in eine weitere Vernehmlassung geschickt, nachdem der ursprüngliche Entwurf von Herbst 2024 nach der Vernehmlassung umfangreiche Änderungen erfahren hatte. Das Gesetz sieht unter anderem den freien Marktzugang für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher vor, regelt die Pflicht zur Einspeicherung von Gas für den Winter und schliesst institutionelle Lücken, indem es einen Marktgebietsverantwortlichen vorsieht, der das Transportnetz koordiniert und eine Regulierungsbehörde schafft. Seit Juni 2020 ist der Gasmarkt im Raum Luzern nach einer Entscheidung der Wettbewerbskommission vollständig geöffnet (Quellen: OECD/IEA, 2025a / Bundesrat, 2025f / WEKO, 2020).

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



<sup>23</sup> Bis im Jahr 2024, welches die Zahlenbasis bildet, waren dies u.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO<sub>2</sub>-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenfalls) von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.



## ► CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 leistet einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik gemäss Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz) sowie gemäss Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) (Bundesrat, 2019b + 2021 + 2022 / Bundesblatt, 2022 + 2024). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person 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. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert. Die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2023 ab.



## ENERGIEBEDINGTE CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN PRO PERSON UND JAHR

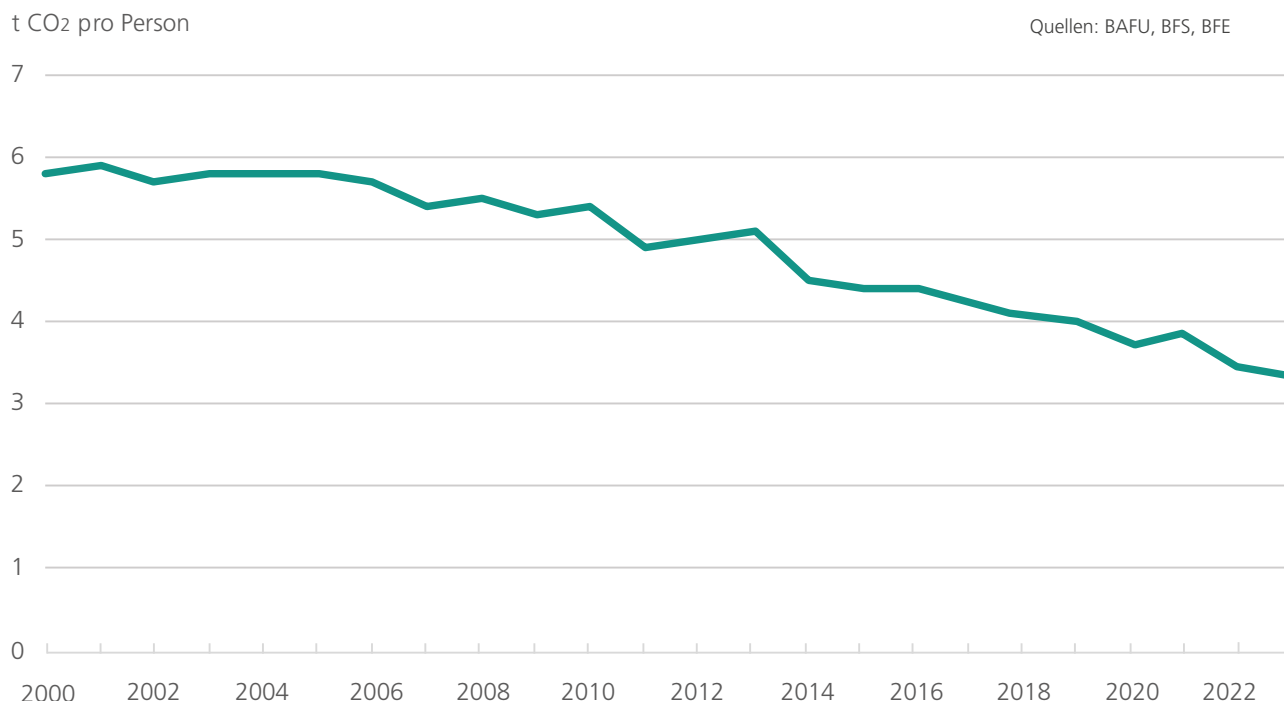


Abbildung 14: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person und Jahr (in t CO<sub>2</sub> pro Person)<sup>24</sup>

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen auf, wie die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel gemäss KIG umbauen kann (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen folgen. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen gemäss Energieperspektiven 2050+ pro Person noch energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 0,4 Tonnen an.

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie **Abbildung 14** zeigt. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind

(vgl. nachfolgende Abbildung 15), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2023 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,4 Tonnen und damit 41 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)<sup>25</sup>. Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO<sub>2</sub>-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das Klimaziel von Netto-Null bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2025 / BFS, 2025 / BFE, 2025a).

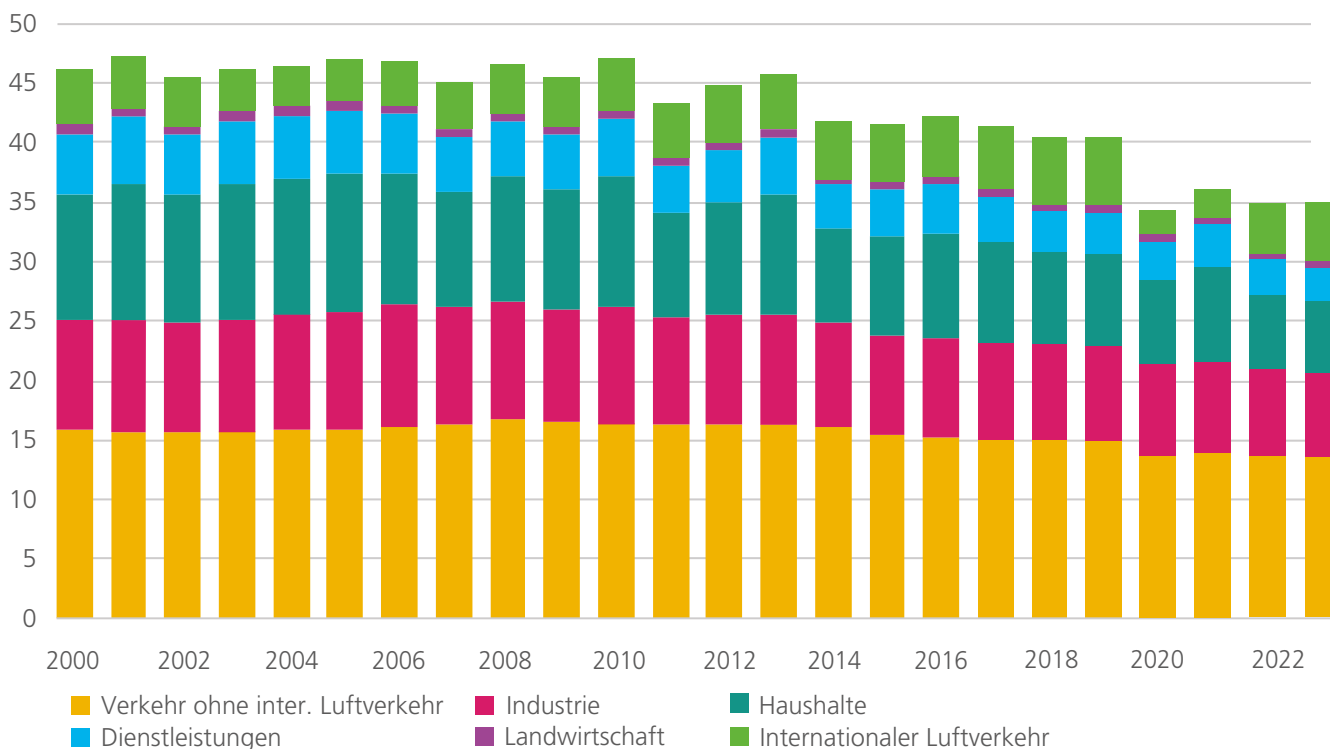
<sup>24</sup> Abgrenzung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

<sup>25</sup> Zum Vergleich: Der inländische pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2023 rund 4,6 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,6 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 39 Prozent. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

## ENERGIEBEDINGTE CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN

Mio. t CO<sub>2</sub>

Quellen: BAFU, BFE

Abbildung 15: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>)

Die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (siehe Abbildung 15; inkl. internationaler Luftverkehr) betrugen 2023 35,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Sie lagen damit knapp 24 Prozent tiefer als im Jahr 2000.

▪ **Verkehr:** Der grösste Anteil entfällt auf den Verkehr (Anteil 2023: 39%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden<sup>26</sup>. Zwischen 2000 und 2023 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor um knapp 2 Mio. Tonnen gesunken. Die Emissionen des internationalen Luftverkehrs sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betrugen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Aufgrund der Covid-19-Pandemie sind diese Emissionen 2020 stark eingebrochen, und lagen auch 2022 mit 4,2 Mio. Tonnen und 2023 mit 5 Mio. Tonnen

CO<sub>2</sub> (Anteil von 14 Prozent) noch unter den vorherigen Werten<sup>27</sup>.

▪ **Industrie:** In der Industrie (Anteil 2023: 20%) entstehen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt.

▪ **Haushalte:** Bei den Haushalten (Anteil 2023: 17%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die

<sup>26</sup> Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell ein Drittel (33%).

<sup>27</sup> Der internationale Flugverkehr wird in der nationalen 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen 12%. Innerhalb des Verkehrssektors läge der Anteil an flugbedingten Emissionen bei 37,6%.

Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO<sub>2</sub>-ärmerer Technologien hin. Weil aber nach wie vor viele fossile Heizsysteme in Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der Witterung abhängig. In Jahren mit kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer.

- Dienstleistungen: Ähnliches gilt für den Sektor Dienstleistungen (Anteil 2023: 8%). Auch hier sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf.
- Landwirtschaft: In der Landwirtschaft schliesslich sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissi-

onen ist sehr gering (Anteil 2023: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid.

Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Der Beitrag des Verkehrssektors (ohne internationalen Luftverkehr) hat sich erhöht (von 34 auf 39%), während der Beitrag der Haushalte gesunken ist (von 23% auf 17%) (Quellen: BAFU, 2025 / BFE, 2025a).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld  
**CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN**  
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)



# ► FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE

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

## AUSGABEN DER ÖFFENTLICHEN HAND FÜR DIE ENERGIEFORSCHUNG

Das BFE erhebt die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Forschung im Energiebereich seit 1977. Die Erhebung basiert auf Projekten, die – ganz oder teilweise – von der öffentlichen Hand (Bund und Kantone), vom Schweizerischen Nationalfonds (SNF), der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse) oder von der Europäischen Kommission finanziert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der gesamten Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung seit 1990 aufgeteilt nach den vier Forschungsgebieten, welche die Hauptstruktur der schweizerischen Energieforschungsbildung bilden. Empfänger dieser Gelder sind unter anderem der ETH-Bereich, Universitäten und Fachhochschulen, Forschungseinrichtungen von nationaler Bedeutung, nicht kommerzielle Forschungsstätten ausserhalb des Hochschulbereichs sowie die Privatwirtschaft.

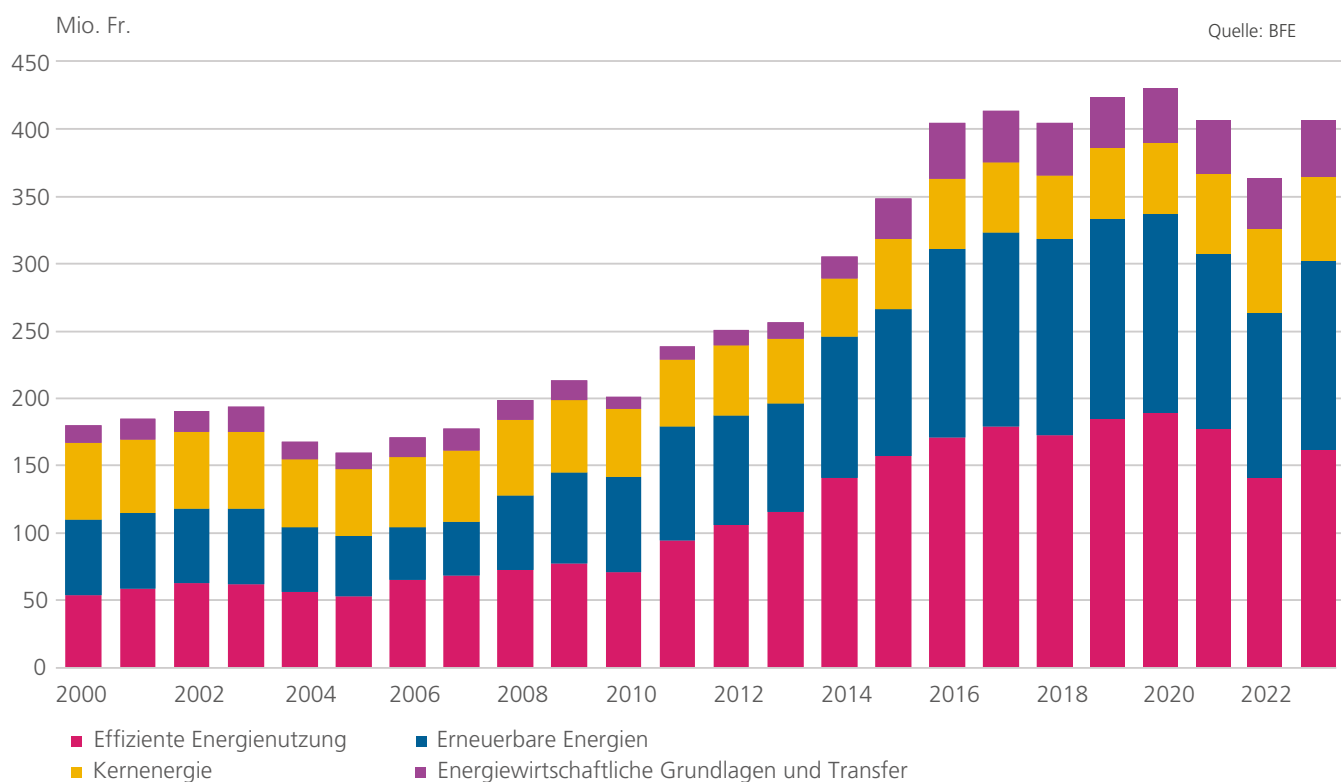


Abbildung 16: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>28</sup>

Von 2005 bis 2020 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie **Abbildung 16** zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, die nationalen Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und

71)<sup>29</sup> des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2023 betrugen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 406 Mio. Franken (2022: 365 Mio. Franken). Der Rückgang 2022 ist auf das Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) per Ende 2020 zurückzuführen. 2023 ist das Niveau von 2021 wieder erreicht worden. Dies hat verschiedene Gründe wie Schwankungen der Teilnahme an den EU-Rahmenprogrammen, die Ausschreibungen der

<sup>28</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

<sup>29</sup> [Programme | Nationales Forschungsprogramm Energie](#)



Flagship Initiative der Innosuisse, die in den Jahren 2021 und 2023 auch energierelevante Themen enthielten, sowie die Zunahme der ausbezahlten Mittel beim Förderprogramm SWEET.

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil der Ausgaben in die Forschungsgebiete **Effiziente Energienutzung** (Anteil 2023: 39,9%) und **Erneuerbare Energien** (Anteil 2023: 34,3%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet **Kernenergie** (Kernspaltung / Fission und Kernfusion) sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist gegenüber dem Vorjahr leicht ge-

fallen und betrug 2023 15,4 Prozent (2022 16,6%). Der Anteil des Forschungsgebiets **Energiewirtschaftliche Grundlagen** lag bei 10,2 Prozent (Quelle: BFE, 2024+2025c).

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





## ► INTERNATIONALES UMFELD

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



## ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

**Erdöl:** Die weltweite Erdölproduktion ist im Jahr 2024 weiter gestiegen. Sie lag laut US-Energieinformationsbehörde (EIA) weltweit durchschnittlich bei 102,62 Millionen Barrel pro Tag. Für 2025 wird ein weiterer Anstieg auf 104,66 Millionen Barrel pro Tag prognostiziert. Diese Zunahme ist insbesondere auf eine steigende Produktion ausserhalb der OPEC+-Staaten<sup>30</sup> zurückzuführen, wobei die USA massgeblich dazu beitrug und 2024 mit über 13,4 Millionen Barrels pro Tag ein neues Rekordniveau erreicht haben. Für 2025 wird ein weiterer leichter Anstieg der US-Produktion erwartet. Auch andere Nicht-OPEC+-Länder, wie Brasilien und Norwegen, verzeichneten steigende Fördermengen. Die OPEC+ hat ihre Produktionskürzungen, die 2023 verlängert wurden, im Jahr 2024 teilweise beibehalten. Sie steht aber 2025 vor einer Ausweitung der Produktion, vor allem, falls die Ölpreise niedrig bleiben. Insgesamt führt das stärkere Wachstum der Produktion insbesondere in Nicht-OPEC+-Ländern zu einem Angebotsüberschuss auf dem Ölmarkt im Jahr 2025, da das weltweite Nachfragewachstum schwächer ausfällt als in den Erholungsjahren nach der Covid-19-Pandemie. Die globale Nachfrage war 2024 so hoch wie noch nie zuvor. Verschiedene Faktoren haben 2024 die Nachfrage bestimmt. Das Wirtschaftswachstum blieb global moderat, was sich ebenso dämpfend auf den Ölpreis auswirkte wie das grössere Angebot aufgrund höherer Fördermengen in den Nicht-OPEC-Ländern. Die Nachfrage wird weiterhin von nicht-OECD-Staaten angetrieben. Indien wird laut der EIA massgeblich zur weltweiten Nachfragesteigerung beitragen und ist für etwa einen Viertel des globalen Nachfragewachstums 2024 / 25 verantwortlich. In Indien wird insbesondere mehr Kraftstoff benötigt, während in den etablierten Märkten (u.a. China, EU, Japan) der zunehmende Anteil von Elektrofahrzeugen und Massnahmen zur Energieeffizienz den Ölverbrauch begrenzen, sodass der Nachfragerückgang dort die Zuwächse in Schwellenländern teilweise ausgleicht.

**Erdgas:** Die weltweite Erdgasproduktion entwickelte sich 2024 weitgehend stabil. In den USA verzeichnete die Produktion seit 2020 erstmals einen Rückgang, insbesondere wegen reduzierter Bohraktivitäten im Zuge niedriger Gaspreise. Die Erdgaspreise sind global in den letzten beiden Jahren, nach dem Allzeithoch 2022, wieder gesunken. Der internationale Erdgasmarkt bleibt

aber volatil, vor allem durch geopolitische Unsicherheiten. Diese lösten aber weder einen generellen globalen Schub noch einen Einbruch bei der Produktion zwischen 2024 und 2025 aus. Die globale Nachfrage nach Erdgas hat sich gemäss vorläufigen Daten der IEA 2024 um 2,8 Prozent erhöht. 40 Prozent des zusätzlichen Gasbedarfs entfielen auf Asien, insbesondere China und Indien. Nur geringfügig höher fiel die Erdgasnachfrage in den USA und in Europa aus.

**Kohle:** Die globale Kohleproduktion ist 2024 auf einen Höchststand von über 9 Milliarden Tonnen gestiegen. Der wesentliche Treiber dieses Wachstums war vor allem China, das weiterhin knapp über die Hälfte der weltweiten Kohle fördert, sowie Indien, wo die Produktion ebenfalls stark zunahm. In Industrieländern wie den USA und in Europa hingegen ging sowohl die Produktion als auch der Verbrauch deutlich zurück. Treibende Faktoren für die Kohlenachfrage bleiben weiterhin der hohe Strombedarf in Schwellenländern – trotz höherer CO<sub>2</sub>-Preise – und eine schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Für 2025 erwartet die IEA eine Stagnation der Kohleproduktion auf dem hohen Niveau von 2024 (Quellen: OECD / IEA 2025b + c + d).

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Kontrakte bis ins Jahr 2028 bewegen sich zwischen 70 und 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Im Jahr 2024 schwankten die CO<sub>2</sub>-Preise zwischen 50 und 75 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Aufgrund der tieferen CO<sub>2</sub>-Preise Anfang 2024 war die Stromerzeugung aus Gas leicht günstiger, wurde aber in der zweiten Jahreshälfte aufgrund steigender Gaspreise durch die Kohleverstromung etwas verdrängt, wodurch sich die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten erhöhte.

**Strom:** Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage in der Periode 2025 bis 2027 um jährlich 4 Prozent wächst, verglichen mit einer Wachstumsrate von 4,3 Prozent im Jahr 2024 und einer weltweiten Nachfrage von rund 29'000 TWh. Dieses Wachstum erklärt sich vor allem durch eine stärkere Nachfrage in Asien und den USA, sowie dem zunehmenden Stromverbrauch von Servern für Anwendungen der künstlichen Intelligenz (KI). Chinas Bruttostrombedarf näherte sich Ende 2024 der 10'000-TWh-Marke. Seit 2023 entfällt mehr als ein Drittel des weltweiten Stromverbrauchs auf China. Trotz

30 Die OPEC (Organisation der erdölexportierenden Länder) ist eine internationale Organisation, der zurzeit 12 erdölexportierende Länder angehören. Sie wurde 1960 gegründet und hat ihren Sitz in Wien. Ist von der OPEC + die Rede, sind weitere Förderländer (bspw. Russland, Kasachstan u.a.) mit gemeint, die zwar nicht der OPEC angehören, aber bei Förderentscheiden kooperieren.

eines um rund 5 Prozent verlangsamten Wirtschaftswachstums stieg der Stromverbrauch sowohl 2023 als auch 2024 im Vergleich zum Vorjahr um jeweils rund 7 Prozent. In den USA, dem zweitgrössten Stromverbraucher der Welt nach China, stieg die Nachfrage 2024 und erreichte mit einem Wachstum von 2 Prozent einen neuen Höchststand. Zuvor war die Nachfrage 2023 aufgrund milder Witterungsbedingungen und einer schwächeren Produktionstätigkeit um 1,8 Prozent zurückgegangen. In Indien stieg der Strombedarf im Jahr 2024 im Rahmen eines starken Wirtschaftswachstums um 5,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr, wegen des weniger heissen Sommers fiel das Wachstum geringer aus als 2023.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromversorgung stieg im Jahr 2024 auf über 30 Prozent und dürfte im 2025 den Kohleanteil erstmals übersteigen. Die für 2024 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 9848 TWh (2023: 8958 TWh). Die IEA erwartet, dass die Kohleverstromung im Jahr 2025 erstmals leicht rückläufig sein wird, nachdem sie im Jahr 2024 noch um 0,8 Prozent gestiegen war. Der Rückgang der Kohleverstromung dürfte in den USA und Europa sehr deutlich ausfallen, wird aber voraussichtlich durch einen Anstieg in Asien fast ausgeglichen werden. Fossile Brennstoffe sind die grösste Energiequelle zur Stromerzeugung in den

USA<sup>31</sup>, wobei Erdgas im Jahr 2024 mit etwa 43 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt von den erneuerbaren Energien mit 24 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit Anteilen von etwa 18 bzw. 15 Prozent. 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 fast drei Mal so hohen Anteil wie Kohle.

Nachdem der Stromverbrauch in der EU im Jahr 2023 das zweite Jahr in Folge sank (–3% gegenüber 2022), ist er im Jahr 2024 wieder leicht um 1 Prozent gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf die zunehmende Elektrifizierung und den Ausbau von Data-Centern zurückzuführen. Nach den historischen Höchstständen der Strompreise im Jahr 2022 hat sich das Marktumfeld seither wesentlich verbessert, was zu niedrigeren Grosshandelsstrompreisen führte. Der europäische Strom-Benchmark<sup>32</sup> lag 2024 im Durchschnitt bei 74 Euro pro MWh – 22 Prozent niedriger als 2023. Auf Jahresbasis lagen die Preise zwischen 36 Euro pro MWh in Schweden und 109 Euro pro MWh in Irland. Die grössten Preisrückgänge im Jahresvergleich auf nationaler Ebene wurden in Frankreich (–40%) und Schweden (–30%) verzeichnet (Quellen: OECD / IEA 2025e / COM 2025b+c).

31 [U.S. electricity generation mix by source 2024](#) | Statista

32 Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

## ENTWICKLUNGEN IN DER EU

---

Nach den Wahlen des EU-Parlaments im Juni 2024 hat die neue EU-Kommission unter Leitung der Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen Ende 2024 ihre Arbeit aufgenommen. Als neuer Kommissar für Energie und Wohnen wurde der Däne Dan Jørgensen im November 2024 vom Parlament bestätigt. Ursula von der Leyen hat die neuen Prioritäten der EU-Kommission für die nächsten fünf Jahre mittels strategischer Agenda 2024–2029<sup>33</sup> gesetzt. Im Zentrum stehen dabei unter anderem die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und die Vertiefung des Binnenmarktes unter Weiterführung der grünen Transition. Prägend für von der Leyens Agenda ist der im September 2024 von Mario Draghi veröffentlichte Bericht zur Zukunft der EU-Wettbewerbsfähigkeit<sup>34</sup>. Der Bericht setzt im Energiebereich den Fokus auf zentralistische Planung und grosse Investitionen und nennt Energie als einen der Hauptfaktoren für den Wettbewerbsrückstand der EU gegenüber anderen Weltregionen.

Die neue EU-Kommission richtet in der Energiepolitik den Fokus stärker auf die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit, die praktische Umsetzung bestehender Massnahmen sowie auf die Stärkung der wirtschaftlichen und geopolitischen Resilienz. Ein zentrales Anliegen bleibt die Versorgungssicherheit – insbesondere vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Spannungen. Die Diversifizierung von Energiequellen, der Ausbau der Infrastruktur für erneuerbare Energien und Wasserstoff sowie strategische Energiepartnerschaften mit Drittstaaten stehen dabei im Vordergrund. Parallel dazu wird der Ausbau und die Integration von Strom- und Gasnetzen forciert, um eine flexible und stabile Energieversorgung sicherzustellen. Hinzu kommen industriepolitische Ziele, die Rahmenbedingungen für energieintensive Industrien zu verbessern und Europa als Standort für klimafreundliche Technologien zu stärken. Hierzu zählen etwa Investitionen in grünen Wasserstoff, CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS), innovative Speichertechnologien und die Förderung technologieoffener Ansätze, etwa in der Kernenergie. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Ener-

gieinfrastrukturprojekte sowie auf dem Abbau regulatorischer Hürden. Damit soll nicht nur der Umsetzungsstau bestehender Projekte abgebaut, sondern auch die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende erhöht werden.

Insgesamt lässt sich eine pragmatische und wirtschaftsnahe Ausrichtung der Energiepolitik erkennen. Die neue EU-Kommission legt weniger Gewicht auf neue gesetzgeberische Initiativen und mehr auf die konsistente Umsetzung, wirtschaftliche Machbarkeit und geopolitische Stabilität der europäischen Energie- und Klimastrategie. Die energiepolitischen Entwicklungen in der EU bleiben auch für die Schweiz aufgrund ihrer geografischen Lage und ihrer engen Verflechtung mit der EU von zentraler Bedeutung.

Der «European Green Deal» hatte in der vergangenen Legislatur unter Ursula von der Leyen höchste Priorität. Die neue EU-Kommission setzt beim Green Deal auf Anpassung statt Abkehr. Zwar bleibt das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 bestehen, doch angesichts wachsender wirtschaftlicher und geopolitischer Herausforderungen verändert sich der politische Kurs. Die Strategie der EU-Kommission konzentriert sich künftig stärker auf die Umsetzung bestehender Massnahmen, eine Entlastung von Unternehmen und Landwirten sowie die bessere Verknüpfung von Klimaschutz mit Industrie- und Wettbewerbsfähigkeit (Quelle: COM(2016) 860 final).

Der am 29. Januar 2025 veröffentlichte «Competitiveness Compass» der EU-Kommission folgt den drei Pfeilern des Draghi-Berichts – Innovationsförderung, Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit sowie wirtschaftliche Sicherheit durch geringere Abhängigkeiten – und baut auf dem Green Deal auf. Energie ist dabei ein zentrales Querschnittsthema. Zur Innovationsförderung setzt die EU-Kommission auf gezielte Investitionen, etwa über das TechEU-Programm (u.a. für Energiespeicherung) sowie auf KI-Anwendungen im Energiesektor und bessere Rahmenbedingun-

<sup>33</sup> *Priorities 2024-2029 - European Commission* ([https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029\\_en](https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029_en))

<sup>34</sup> Draghi, Mario: *The future of European competitiveness, Part A+B, September 2024.*



gen für saubere Technologien. Im Bereich Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit liegt der Fokus auf bezahlbarer Energie. Mit dem «Clean Industrial Deal» und dem «Affordable Energy Action Plan» (*siehe unten*) sollen strukturelle Energieabhängigkeiten reduziert, Netzinvestitionen gestärkt und neue Marktinstrumente gefördert werden. Zur Stärkung der Versorgungssicherheit wird ein Pakt für das Mittelmeer<sup>35</sup> angekündigt, der erneuerbare Energien in der Region fördern soll. Zudem sind eine gemeinsame Rohstoffbeschaffung und ein Plan zur vollständigen Abkehr von russischen Energieimporten vorgesehen (REpowerEU-Roadmap).

Der Kompass nennt fünf horizontale Erfolgsfaktoren: Bürokratieabbau, Beseitigung von Hindernissen im Binnenmarkt, Ermöglichung einer effizienteren Finanzierung, Förderung von Kompetenzen und hochwertigen Arbeitsplätzen sowie Gewährleistung einer besseren Koordinierung. In diesen wird Energie ebenfalls adressiert – etwa durch Entbürokratisierung (z. B. Decarbonisation Accelerator Act), verbesserte Koordination und neue Finanzierungsinstrumente. Auffällig ist der strategische Wandel: Dekarbonisierung wird nun primär als wirtschaftlicher Wettbewerbsfaktor verstanden – weniger als sozialökologische Aufgabe, wie dies noch im «Green Deal» der Fall war (Quellen: COM 2025a / COM(2025) 30 final).

<sup>35</sup> Die EU beabsichtigt, den Ausbau der erneuerbaren Energien u.a. in Algerien, Marokko, Tunesien und Ägypten zu fördern und für die EU nutzbar zu machen.

## INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

---

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November und Dezember 2024 zur 29. UNO-Klimakonferenz in Baku (COP29) getroffen. An der COP29 wurde ein neues kollektives Finanzziel für die Zeit nach 2025 beschlossen. Die Länder haben sich auf ein neues Finanzziel in Höhe von jährlich 300 Milliarden US-Dollar geeinigt, das ab 2035 erreicht werden soll. Damit können Investitionen für Klimamassnahmen gestärkt und insbesondere die ärmsten Länder unterstützt werden. Zudem konnten an der COP29 weiter griffige Umsetzungsregeln für den weltweiten Marktmechanismus verabschiedet werden. Mit diesem können Länder unter dem Pariser Übereinkommen Klimaschutzprojekte im Ausland umsetzen und sich die erzielten Emissionsverminderungen an ihr nationales Klimaziel anrechnen lassen. Die Schweiz hat auf solche Regeln hingearbeitet, welche die doppelte Anrechnung von erzielten Emissionsverminderungen verhindern und einen effektiven Markt für Emissionsverminderungen etablieren.

Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. 198 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonventi-

on der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 195 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 ist am 1.1.2025 eine Teilrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2024 in Kraft getreten.

Mit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem mit dem so genannten «Biennial Transparency Report» dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention alle zwei Jahre Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Im Rahmen des Pariser Abkommens sind die Mitgliedsstaaten ausserdem verpflichtet, alle fünf Jahre sogenannte «Nationally Determined Contributions (NDC)» einzureichen. Dabei handelt es sich um national festgelegte Klimaziele, mit denen sich die Staaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen verpflichten. Die Schweiz übermittelte fristgerecht im Januar 2025 ihr aktualisiertes NDC mit Zielen für das Jahr 2035. 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. (Quellen: Bundesrat, 2024I+2021 / BAFU, 2024 / IPCC, 2021+2023).

## INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

---

Der Bundesrat hat am 20. Dezember 2024 Kenntnis vom materiellen Abschluss der Verhandlungen zum breiten **Paket zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU** inklusive eines **Stromabkommens** genommen. Die Verhandlungen wurden mit der Paraphierung der Abkommen durch die Chefunterhändlerinnen und Chefunterhändler am 21. Mai 2025 formell abgeschlossen. Am 13. Juni 2025 hatte der Bundesrat die öffentliche Vernehmlassung zur Genehmigung und Umsetzung des Pakets zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union eröffnet. Die Vernehmlassung dauerte bis zum 31. Oktober 2025. Die Verabschiedung der Botschaft zuhanden des Parlaments ist für das erste Quartal 2026 geplant.

Mit dem Stromabkommen würde die Schweiz Teil des **EU-Strombinnenmarktes**. Das Abkommen würde einen wesentlichen Beitrag an die Stärkung der Versorgungssicherheit und die Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs leisten. Die enge Integration ins europäische Stromsystem könnte völkerrechtlich abgesichert werden und die Schweizer Akteure erhielten einen gleichberechtigten Zugang zum EU-Strombinnenmarkt. Auch würde das Stromabkommen wesentliche Handelsopportunitäten zur Vermarktung der flexiblen Schweizer Wasserkraft und vereinfacht die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ermöglichen.

Mit dem Stromabkommen würde die Schweiz den **EU-Stromacquis** mit den im Abkommen aufgeführten Ausnahmen und Präzisierungen übernehmen. Der EU-Stromacquis besteht im Wesentlichen aus dem EU-Clean Energy Package von 2019 und beinhaltet die EU-Strombinnenmarktverordnung und -richtlinie (EU/2019/943 und EU/2019/944), die Verordnung über die Risikovorsorge im Strombereich (EU/2019/941), die Verordnung zur EU-Agentur der Energieregulierungsbehörden ACER (EU/2019/942) und die Verordnung über die Integrität und Transparenz der Energiemärkte (RE-

MIT, EU/1227/2011). Ebenso würde die Schweiz Teile der Richtlinie für Erneuerbare Energien (EU/2018/2011) übernehmen und ein hohes Niveau an Umweltschutz im Stromsektor analog zu sechs relevanten Richtlinien der EU gewähren. Mit dem Stromabkommen als Binnenmarktabkommen würden auch die von der Schweiz mit der EU spezifisch ausgehandelten institutionellen Regeln für die Rechtsüberwachung, die Rechtsanwendung, die Rechtsübernahme und die Streitbeilegung gelten und die Schweiz würde gemäss dem sog. 2-Pfeiler-Ansatz eine eigenständige, aber mit der EU äquivalent Beihilfeüberwachung im Strombereich gewährleisten.

Die Schweiz würde das Stromabkommen in zwei Etappen umsetzen. Eine erste Etappe mit Änderungen im Strom-VG, im EnG und im Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE) käme zusammen mit dem Inkrafttreten des Stromabkommens. Diese enthielte die für das Funktionieren des Strombinnenmarktes wesentliche Elemente u.a. für die Koppelung des Schweizer Marktes mit dem EU-Markt und die Marktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Mit letzterer erhielten alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher das Recht zur freien Wahl des Stromlieferanten. Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter einer gewisse Schwelle pro Jahr haben das Recht, in einer regulierten Grundversorgung mit regulierten Preisen zu verbleiben. Die Marktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher würde begleitet mit umfassenden Massnahmen zur Sicherstellung eines funktionierenden Marktes und zum Konsumentenschutz. Weiter enthielte die erste Etappe u.a. zusätzliche Vorgaben für die Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid, für grosse Verteilnetzbetreiberinnen mit mehr als 100'000 Kunden, Anpassungen bei der Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus kleinen Produktionsanlagen und den Regeln für die Aufsicht und Transparenz im Strombereich. Eine zweite Etappe käme spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten des Stromabkommens. Diese enthielte weitere technische Elemente der Markt- und Netzregulierung.

Zudem sollte die Kompetenz zur Regulierung der Netztarife bis fünf Jahre nach Inkrafttreten an die EICom übergehen.

Die Schweiz nimmt im Rahmen der **regionalen Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentalateralen Energieforum teil. In Rahmen dieses Forums arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Im Fokus des Penta-Forums stehen die Themen Strommarktintegration, Netzbetrieb, Stromversorgungssicherheit und Zukunft des Energiesystems. Die teilnehmenden Länder führen regelmässig gemeinsame Übungen zur Bewältigung von Stromkrisen durchführen. Die letzte solche Übung hat im September 2025 in Luxemburg stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter von Swissgrid und vom BFE daran teil.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich. Im Rahmen eines Arbeitsbesuchs in Norwegen im Juni 2025 unterzeichneten Bundesrat Albert Rösti und der norwegische Energieminister Terje Aasland ein Abkommen zur Speicherung von CO<sub>2</sub>. Dank dieses Abkommens werden der Export und die Speicherung von Schweizer CO<sub>2</sub> in Norwegen sowie der Handel mit der Atmosphäre entzogenem CO<sub>2</sub> (so genannte «Negativemissionen») ermöglicht. Schweizer Firmen können somit Negativemissionen aus Norwegen kaufen und umgekehrt. Dies gemäss den internationalen Standards des Übereinkommens von Paris. Im September 2025 folgten ähnliche Vereinbarungen mit Dänemark, die den Export und die dauerhafte Speicherung von Schweizer CO<sub>2</sub> in Dänemark ermöglichen. Im Bereich der erneuerbaren Energien beobachtet die Schweiz die Entwicklung des Energieträgers grüner Wasserstoff sowie den Aufbau der zukünftigen europäischen Infrastruktur (Hydrogen Backbone). Zu diesem Zweck nimmt die Schweiz seit 2024 als Beobachterin an der von Österreich, Italien und Deutschland gebildeten Trilateralen Arbeitsgruppe zum Südkorridor Wasserstoff teil.

Die Schweiz engagiert sich im Rahmen der **multilateralen Zusammenarbeit** in internationalen Energieinstitu-

tionen wie der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) in Abu Dhabi und dem Nachhaltigen Energiekomitee der Wirtschaftskommission für Europa (UNECE) in Genf. Zentrale Themen sind unter anderem E-Mobilität, digitale Innovationen, die gerechte Transition zu nachhaltigen Energieträgern und die technische Zusammenarbeit mit Ländern in Osteuropa, dem Kaukasus und Zentralasien. Besonderes Gewicht kommt der Mitgliedschaft bei der Internationalen Energieagentur (IEA) zu. Im Juni 2025 nahm die Schweiz an der zehnten «Global Conference on Energy Efficiency» teil. Im Beisein von BFE-Direktor Benoît Revaz wurde eine Ministererklärung genehmigt, in der die Regierungen ihr Engagement für stärkere Massnahmen zur Energieeffizienz bekräftigten und wichtige Massnahmen für grössere Fortschritte in allen Endverbrauchssektoren hervorhoben. Für die Schweiz spielt die IEA eine Schlüsselrolle bei der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit ihrer Mitgliedsländer, bei der Entwicklung internationaler Forschungsprojekte und bei der Unterstützung der Energiewende durch die Elektrifizierung der Energiesysteme. Darüber hinaus wirkte die Schweiz als verantwortungsvolle Akteurin 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.

Die Schweiz hat sich in den letzten Jahren ausserdem aktiv an den Verhandlungen zur Modernisierung des Vertrags über die Energiecharta (ECT) vom 17. Dezember 1994 beteiligt, einem multilateralen Abkommen zur Förderung von Handel, Investitionen und Energieeffizienz im Energiesektor<sup>36</sup>. Nach rund vierjährigen Verhandlungen wurde die Reform von der Energiecharta-Konferenz – dem höchsten Leitungsgremium des Vertrags – im Dezember 2024 definitiv verabschiedet. Trotz des zwischenzeitlichen Ausstiegs von EU und EURATOM sowie mehrerer EU-Mitgliedstaaten, unter anderem Deutschland, Frankreich und Spanien, bleibt die Reform international breit abgestützt. Auch eine Mehrheit der EU-Mitgliedstaaten verbleibt nach wie vor im ECT. Die überarbeitete Fassung modernisiert die Standards zum Investitionsschutz gemäss den Entwicklungen in multilateralen

<sup>36</sup> Vertrag über die Energiecharta, SR 0.730.0

Foren und der Vertragspraxis bei bilateralen Investitionsabkommen, erhöht die Integrität und Transparenz der Streitbeilegung und präzisiert das Recht der Staaten, im öffentlichen Interesse zu regulieren. Neu wurde die Möglichkeit eingeführt für Vertragsparteien, die dies wünschten, fossile Energieträger vom Investitionsschutz auszunehmen – eine Möglichkeit, die die Schweiz gezielt nutzt, um besonders klimaschädliche Energieträger auszuschliessen. Der modernisierte Vertrag entspricht dem Verhandlungsmandat des Bundesrates und ist im Interesse der Schweiz. Der Bundesrat wird voraussichtlich Anfang nächstes Jahr die ordentliche Vernehmlassung zur Ratifikation des modernisierten Vertrags eröffnen (Quellen: Bundesrat 2022b+2023b+2024e+f+g+m+2025a+b) / UVEK, 2024+2025 / BFE 2025d).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld  
**INTERNATIONALES UMFELD**  
(ausführliche Fassung Monitoringbericht)





# LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2024):	Bundesamt für Umwelt: COP29: Einigung auf neues Finanzziel für Entwicklungsländer, Medienmitteilung von 24. November 2024.
BAFU (2025):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2023.
BAZL (2025):	Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2024 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2024):	Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2023.
BFE (2025a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024.
BFE (2025b):	Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2024.
BFE (2025c):	Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2024.
BFE (2025d):	Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2025.
BFE/ElCom/BWL (2022):	Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/202.
BFE/Swissgrid (2025):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2025):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2024.
BFS/BAFU/ARE (2025):	Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
Bundesblatt (2017):	Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze, BBl 2017 7909.
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.
Bundesblatt (2024):	Bundesgesetz über die Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen, BBl 2024 686.
Bundesblatt (2025):	Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes (Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze, BBl 2025 1832.
Bundesrat (2021):	Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
Bundesrat (2022):	Botschaft zur Revision des CO <sub>2</sub> -Gesetzes für die Zeit nach 2024, BBl 2022 2651.

Bundesrat (2023a):	Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBl 2023 1602.
Bundesrat (2023b):	Bundesrat diskutiert Handlungsoptionen betreffend Energiechartavertrag, Medienmitteilung vom 8. November 2023.
Bundesrat (2024d):	Bundesrat will den Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.
Bundesrat (2024e):	Der Bundesrat nimmt eine Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen vor, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.
Bundesrat (2024f):	Bundespräsidentin Amherd und EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen eröffnen Verhandlungen Schweiz-EU, Medienmitteilung vom 18. März 2024.
Bundesrat (2024g):	Beziehungen Schweiz–EU: Der Bundesrat verabschiedet das endgültige Verhandlungsmandat, Medienmitteilung vom 8. März 2024.
Bundesrat (2024j):	Bundesrat will Stromreserve gesetzlich verankern, Medienmitteilung vom 1. März 2024
Bundesrat (2024k):	Initiative «Blackout stoppen»: Bundesrat schlägt indirekten Gegenvorschlag vor, Medienmitteilung vom 28. August 2024.
Bundesrat (2024l):	29. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 20. September 2024.
Bundesrat (2024m):	Bundesrat stimmt der Modernisierung des Energiechartavertrags zu, Medienmitteilung vom 20. November 2024.
Bundesrat (2024n):	Bundesrat setzt erstes Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft, Medienmitteilung vom 20. November 2024.
Bundesrat (2025a):	Paket Schweiz-EU: Der Bundesrat heisst die Abkommen gut und eröffnet die Vernehmlassung, Medienmitteilung vom 13. Juni 2025.
Bundesrat (2025b):	Stromabkommen Schweiz-EU: Bundesrat legt Eckpunkte zur Umsetzung fest, Medienmitteilung vom 14. Mai 2025.
Bundesrat (2025c):	Initiative «Blackout stoppen» Bundesrat verabschiedet Botschaft zum indirekten Gegenvorschlag, Medienmitteilung vom 13. August 2025.
Bundesrat (2025d):	Bundesrat überweist Botschaft zur Beschleunigung des Ausbaus der Stromnetze, Medienmitteilung vom 21. Mai 2025.
Bundesrat (2025e):	Bundesrat startet Vernehmlassung zur Verlängerung der Winterreserververordnung, Medienmitteilung vom 7. März 2025.
Bundesrat (2025f):	Erneute Vernehmlassung zum Gasversorgungsgesetz, Medienmitteilung vom 19. September 2025.

COM(2015) 80 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, «A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy»
COM(2016) 860 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
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
COM(2025) 30 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, «A Competitiveness Compass for the EU».
COM(2025) 79 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, «Action Plan for Affordable Energy»
COM (2025a):	Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 19. Januar 2025, «An EU Compass to regain competitiveness and secure sustainable prosperity».
COM (2025b):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2024.
COM (2025c):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2024.
ElCom (2025a):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2024.
ElCom (2025b):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Update Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.
ElCom (2025c):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, System Adequacy 2028, 2030 und 2035.
ENTSOE (2024):	European Resource Adequacy Assessment, 2024 Edition.
IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.
IPCC (2023):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
OECD/IEA (2025a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2024.
OECD/IEA (2025b)	International Energy Agency, Oil 2025: Analysis and forecast to 2030.
OECD/IEA (2025c)	International Energy Agency, Global Gas Security Review 2024.
OECD/IEA (2025d)	International Energy Agency, Coal: Mid-Year Update 2025.

OECD/IEA (2025e)	International Energy Agency, Electricity: Mid-Year Update 2025.
Prognos/TEP/Infras/ Ecoplan (2020):	Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2025a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2023 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2025b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2023 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025.
Swissgrid (2025a):	Geschäftsbericht 2024.
Swissgrid (2025b):	Strategisches Netz 2040.
Universität Basel/ ETHZ/Consentec (2022):	Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i.A. des BFE.
UVEK (2024):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
UVEK (2025):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
VNB (2025):	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

<b>9</b>	<b>Abbildung 1:</b>	Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Person seit 2000 (indexiert)
<b>10</b>	<b>Abbildung 2:</b>	Entwicklung des Stromverbrauchs pro Person seit 2000 (indexiert)
<b>11</b>	<b>Abbildung 3:</b>	Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (in GWh)
<b>12</b>	<b>Abbildung 4:</b>	Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000
<b>16</b>	<b>Abbildung 5:</b>	Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)
<b>19</b>	<b>Abbildung 6:</b>	Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren
<b>24</b>	<b>Abbildung 7:</b>	Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)
<b>25</b>	<b>Abbildung 8:</b>	Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern
<b>28</b>	<b>Abbildung 9:</b>	Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch
<b>29</b>	<b>Abbildung 10:</b>	Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in%)
<b>36</b>	<b>Abbildung 11:</b>	Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)
<b>38</b>	<b>Abbildung 12:</b>	Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)
<b>40</b>	<b>Abbildung 13:</b>	Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)
<b>44</b>	<b>Abbildung 14:</b>	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf (in t CO <sub>2</sub> pro Kopf)
<b>45</b>	<b>Abbildung 15:</b>	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO <sub>2</sub> )
<b>48</b>	<b>Abbildung 16:</b>	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)



# IMPRESSUM

**DEZEMBER 2025**

**Herausgeber — Bundesamt für Energie BFE**

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

Bilder: freepik.com, shutterstock.com

➤ [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch)