

ENERGIESTRATEGIE 2050 MONITORING-BERICHT 2021 KURZFASSUNG¹

1 Mit Daten mehrheitlich bis 2020



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

INHALTS- VERZEICHNIS

4 EINLEITUNG

▶ 7 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

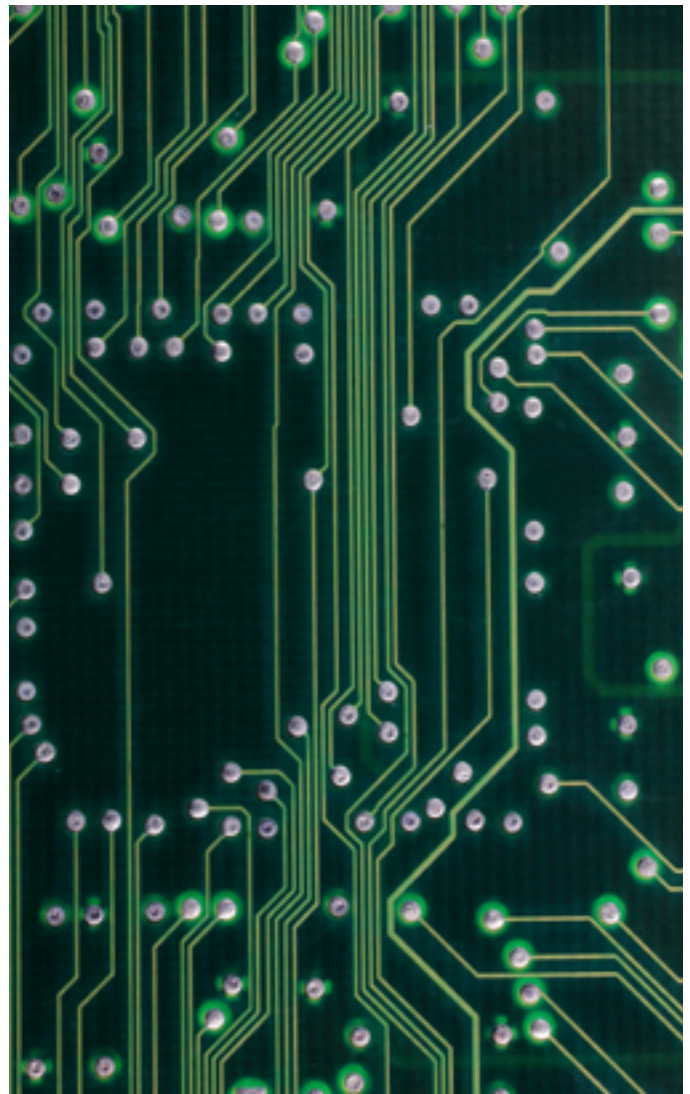
- 8 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 10 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 12 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 13 Stromproduktion aus Wasserkraft

▶ 14 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 15 Status und Dauer der Netzvorhaben im Übertragungsnetz
- 24 Erdverlegung von Leitungen
- 26 Intelligente Zähler (Smart Meter)

▶ 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 28 Diversifizierung der Energieversorgung
- 29 Auslandabhängigkeit
- 30 Berichte zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit





INHALTS- VERZEICHNIS

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

- ▶ **39 THEMENFELD
CO₂-EMISSIONEN**
 - 40 Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf
 - 42 Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

- ▶ **43 THEMENFELD
FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**
 - 44 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

- ▶ **45 THEMENFELD
INTERNATIONALES UMFELD**
 - 46 Entwicklung der globalen Energiemärkte
 - 48 Entwicklungen in der EU: «European Green Deal» und Klimapakete «Fit for 55»
 - 50 Internationale Klimapolitik
 - 52 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

- 53 LITERATUR- UND QUELLEN-
VERZEICHNIS**

- 55 ABBILDUNGSVERZEICHNIS**





► **EINLEITUNG**

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszustiegen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden (Bundesrat, 2013).

Fortsetzung ►►►

Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom Mai 2017 die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung an, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist. **Mit der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat der Bundesrat im Juni 2021 die Weiterentwicklung der Energiestrategie 2050 auf den Weg gebracht.** Er will mit der Vorlage die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent ausbauen, diese besser ins Stromsystem integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit stärken (Bundesrat, 2021b).

Bezüglich **kurz- und mittelfristiger Stromversorgungssicherheit** und der Zusammenarbeit mit der EU im Strombereich hat der Bundesrat Mitte Oktober 2021 Kenntnis genommen von zwei Berichten: Sie dienen dazu, die weiteren Schritte zur Stärkung der Versorgungssicherheit vorzubereiten, nachdem ein Stromabkommen mit der EU bis auf weiteres nicht absehbar ist (Bundesrat, 2021h). Im Übrigen hat das Parlament Ende September 2021 im Rahmen der parlamentarischen Initiative Girod (19.443) beschlossen, im Sinne einer **Überbrückungslösung die Förderung der erneuerbaren Energien zu verlängern und auszubauen**, weil das derzeit geltende System bis 2022 befristet ist.

Die Ziele der Energiepolitik sind eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Schweiz soll bis 2050 unter dem Strich keine Treibhausgase mehr ausstossen. Dieses Netto-Null-Ziel beschloss der Bundesrat 2019 (Bundesrat, 2019a). Die aktualisierten Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit diesem Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bilden eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz», welche der Bundesrat im Januar 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels verabschiedet hat (Bundesrat 2021a). Der Bundesrat hat im August 2021 zudem seine Botschaft zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative verabschiedet. Darin beantragt er in Übereinstimmung mit den Initianten, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen (Bundesrat, 2021c). Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Massnahmen sah das revidierte CO₂-Gesetz vor, welches die Schweizer Stimmbevölkerung in der Referendumsabstimmung vom Juni 2021 jedoch verworfen hat. Das Reduktionsziel für 2030 gilt aber nach wie vor. Der Bundesrat hat deshalb im September 2021 entschieden, bis Ende Jahr eine neue Gesetzesvorlage in die Vernehmlassung zu schicken, die dem Abstimmungsergebnis Rechnung trägt und eine möglichst breite Basis für die künftige Klimapolitik schaffen soll (Bundesrat, 2021f). Um die Ende 2021 auslaufenden unbestrittenen

Massnahmen zu verlängern und das Verminderungsziel bis 2024 fortzuschreiben, berät das Parlament derzeit die parlamentarische Initiative der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (21.477).

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. **Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen.** Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet primär die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV).

Der hier vorliegende **Monitoring-Bericht für das Jahr 2021** (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2020) behandelt ausgewählte Indikatoren und deskriptive Teile in folgenden sieben Themenfeldern:

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

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

Alle fünf Jahre ist zusätzlich eine Berichterstattung des Bundesrats zu Handen des Parlaments vorgesehen, welche vertiefende Untersuchungen zu weiteren Fragestellungen und Themen behandelt und eine energiepolitische Standortbestimmung ermöglicht.

► **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**

Die Senkung des Energie- und Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmaßnahmen ist eine der Hauptstossrichtungen der Energiestrategie 2050 und damit ein wichtiger Pfeiler der Energiegesetzgebung. Dasselbe gilt für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, welche den schrittweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten teilweise kompensieren muss. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft ab.

ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

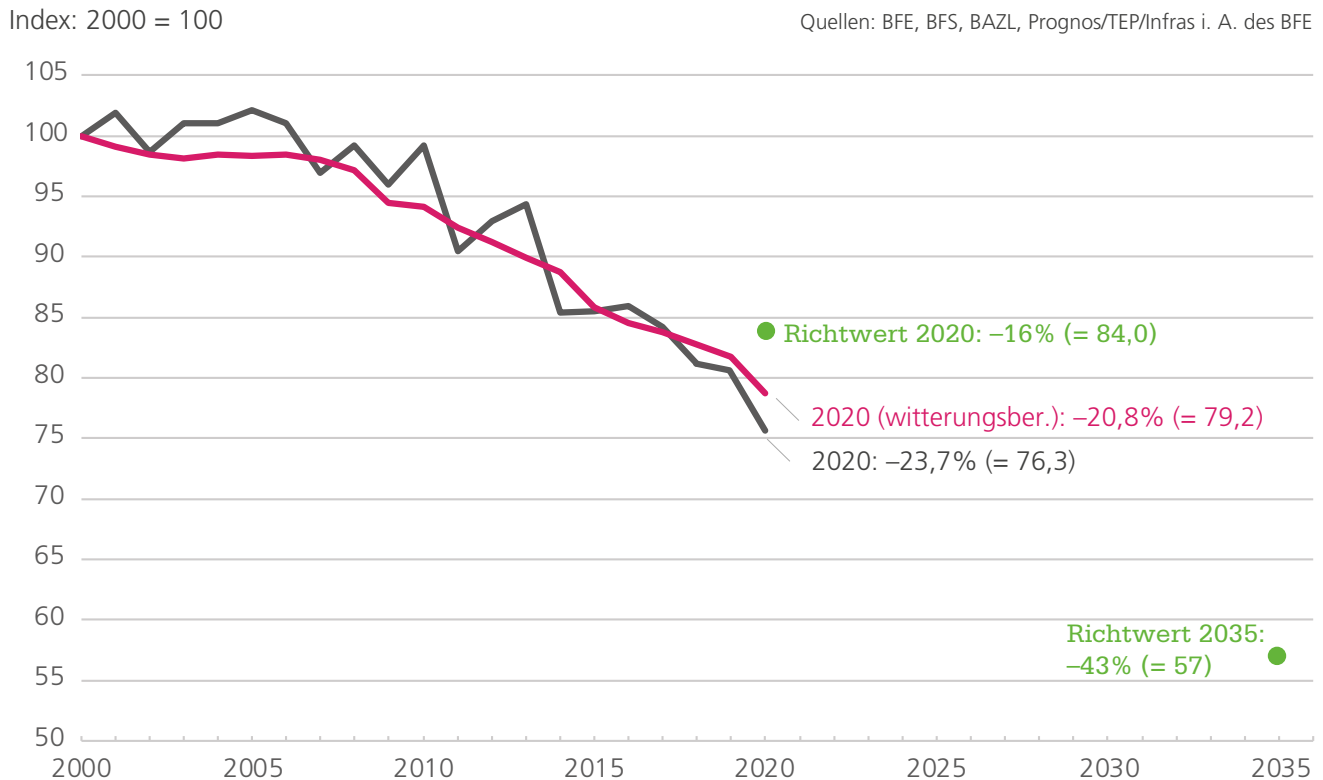


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs² pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch 2020 um 11,8 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 20,2 Prozent zugenommen hat. Der deutliche Rückgang des Endverbrauchs im Jahr 2020 ist hauptsächlich auf den starken Rückgang der Treibstoffnachfrage im Verkehrssektor aufgrund der Covid-19-Pandemie zurückzuführen. Der Rückgang des Endverbrauchs gemäss Abgrenzung der Richtwerte im EnG ist mit 8,2 Prozent geringer, weil hier der internationale Luftverkehr und damit die stark rückläufige Kerosinnachfrage nicht berücksichtigt ist. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent bis 2035. 2020 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 82,2 Gigajoule (0,023 GWh) und damit 23,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Wit-

terungsbereinigt betrug der Rückgang 20,8 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (vgl. rote Kurve). Der geltende Richtwert im EnG für 2020 wurde bereits in den letzten drei Jahren vor der Covid-19-Pandemie unterschritten. Die Entwicklung der mengentreibenden Faktoren in den letzten Jahren (wie Bevölkerung, BIP und Fahrzeugbestand) deuten nicht darauf hin, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr ohne Corona unerwartet stark angestiegen wäre: Der geltende Richtwert im EnG für 2020 wäre daher mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Einfluss der Pandemie erreicht worden. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,7 Prozent pro Jahr und 1,4 Prozent, wenn nur die 10 Jahre vor der Pandemie bis und mit 2019 berücksichtigt werden. Der absolute Endenergie-

ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

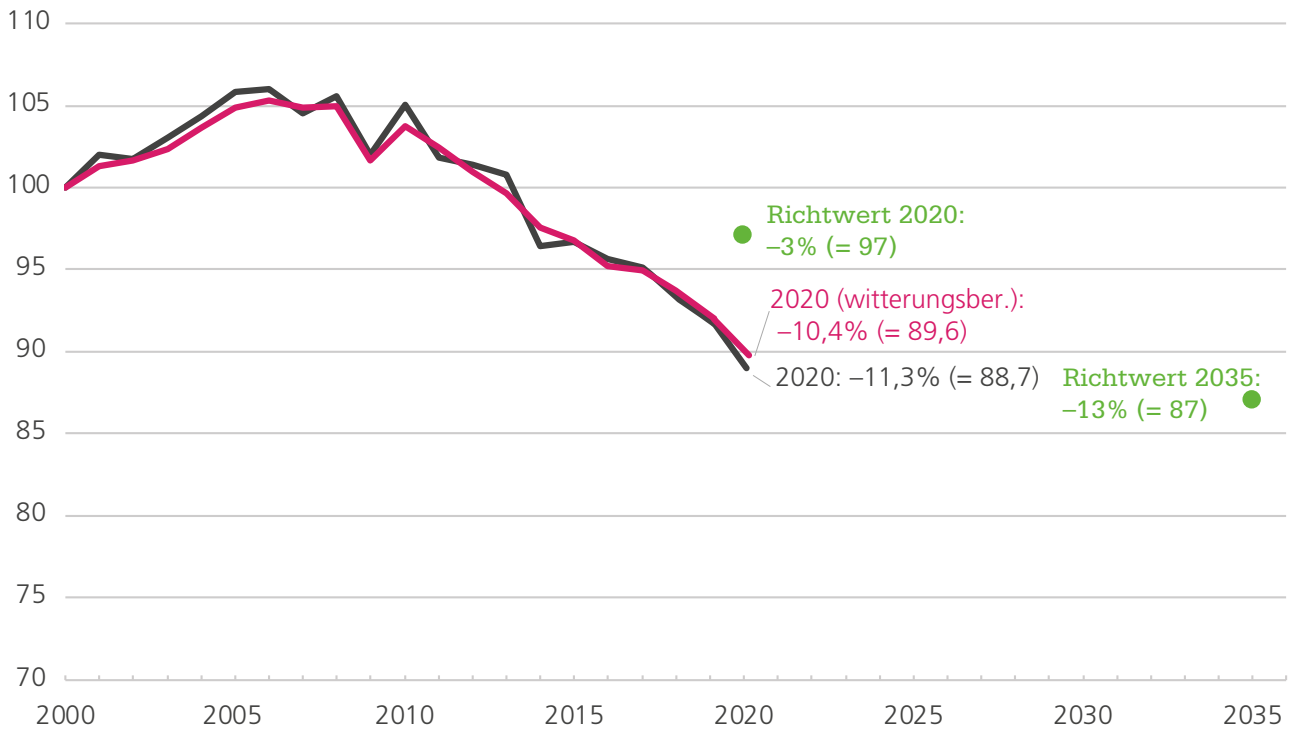
verbrauch hat im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um 10,6 Prozent abgenommen (respektive um 5,1 Prozent gemäss Abgrenzung der Richtwerte im EnG). Neben den Folgen der Covid-19-Pandemie ist das vorwiegend auf die wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2020 wirkten die Mengeneffekte verbrauchsfördernd; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchsfördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2020 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin durch Diesel festzustellen. Als Folge des Abgasskandals ist dieser Effekt seither wieder von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2021a/BFS, 2021/BAZL, 2021/Prognos/TEP/Infras 2021a+b).

² Ohne internat. Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Index: 2000 = 100

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

Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs³ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2020 um 3,6 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 15,4 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Im Vergleich zum Endverbrauch hatte die Covid-19-Pandemie nur einen geringen Effekt auf den Stromverbrauch des gesamten Jahres 2020. Die Auswirkungen waren vor allem temporär von Beginn des Lockdowns Mitte März bis zu den ersten Lockerungen Ende April. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2020 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 22,8 Gigajoule (0,006 GWh) und damit 11,3 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt

betrug der Rückgang 10,4 Prozent (vgl. rote Kurve). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. Dies wäre mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Covid-19-Pandemie der Fall gewesen: Seit 2015 liegt der Stromverbrauch pro Kopf unter dem Richtwert für 2020. Der mittlere witterungsber. Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,4 Prozent pro Jahr. Auch wenn sich der Stromverbrauch weiter mit dieser Rate reduzierte, kann der Richtwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden: Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, neue Verbraucher wie Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung). Aus diesem Grund sind mittel- und langfristig weitere deutliche Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

nötig, um den zusätzlichen Stromverbrauch durch die Elektrifizierung des Energiesystems zu kompensieren. 2020 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 2,6 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang ist neben der Covid-19-Pandemie hauptsächlich die gegenüber dem Vorjahr wärmere Witterung. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2020 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte bei (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen). Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) und technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2021a/BFS, 2021/Prognos/TEP/Infras 2021a+b/Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

3 ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

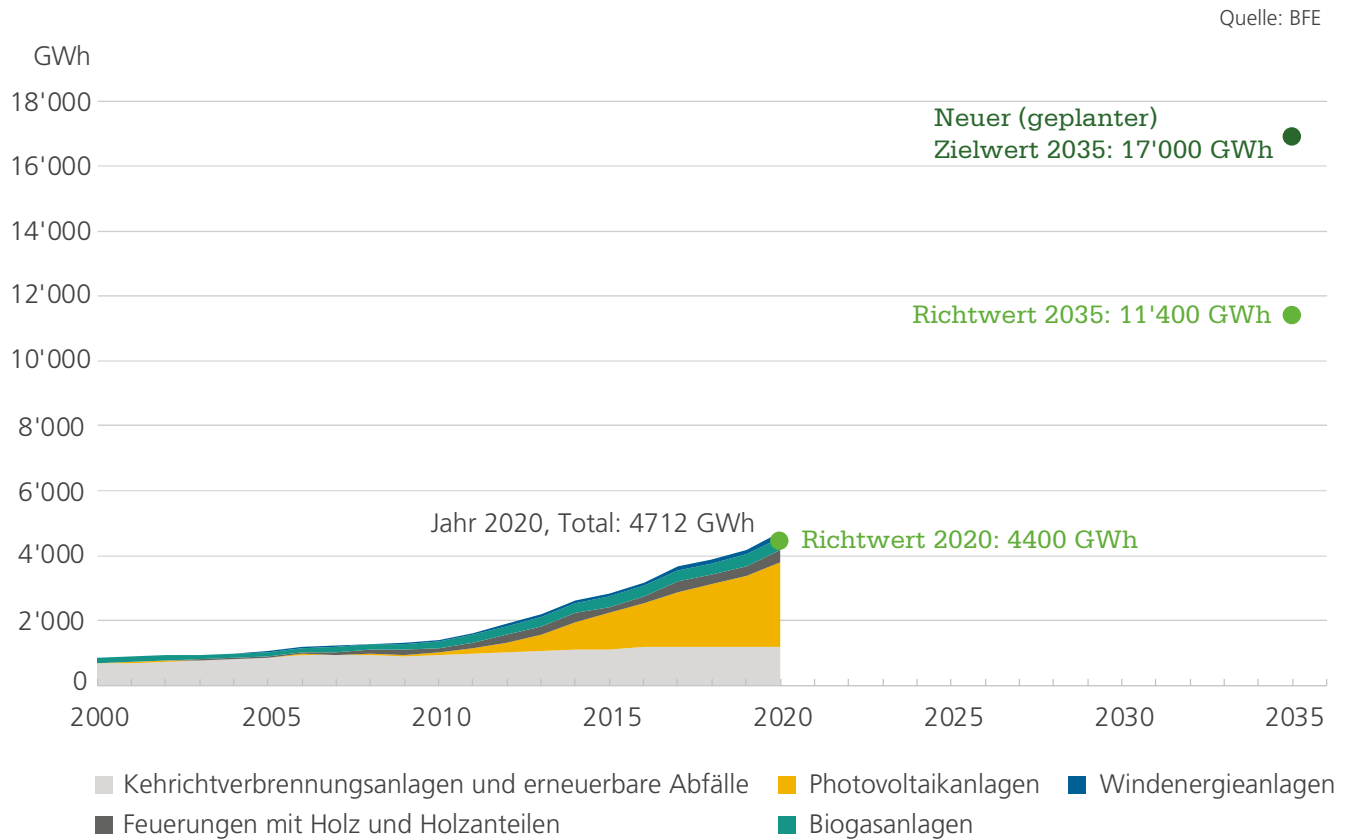


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die in absoluten Zahlen gesetzlich verankerten Richtwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des Gesetzes entspricht. Anzumerken ist, dass diese Richtwerte nicht mehr mit dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Auf Basis der Energieperspektiven 2050+ ist deshalb vorgesehen, die mittel- und langfristigen Werte deutlich zu erhöhen und als verbindliche Ziele im Gesetz für 2035 und neu auch für 2050 zu verankern. Der Bundesrat schlägt dies in der Botschaft zum neuen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vor. Die nachfolgende Grafik und der Kommentar nehmen deshalb auch Bezug auf diese neuen Zielwerte.

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2020 betrug die Produktion 4712 Gigawattstunden

(GWh), das entspricht 7,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Zwischen 2010 und 2020 wurde ein Nettozuwachs von rund 3000 GWh angestrebt. Effektiv realisiert wurde ein Zuwachs von 3309 GWh. Damit ist der Richtwert von 4400 GWh im Jahr 2020 vollständig erreicht.

2020 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 526 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 309 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 446 GWh pro Jahr erforderlich. Ein deutlich höherer Zuwachs von 819 GWh pro Jahr ist für den mit dem Netto-Null Ziel kompatiblen Zielwert von 17'000 GWh gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erforderlich (Quelle: BFE, 2021a/Bundesrat, 2021b).

STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

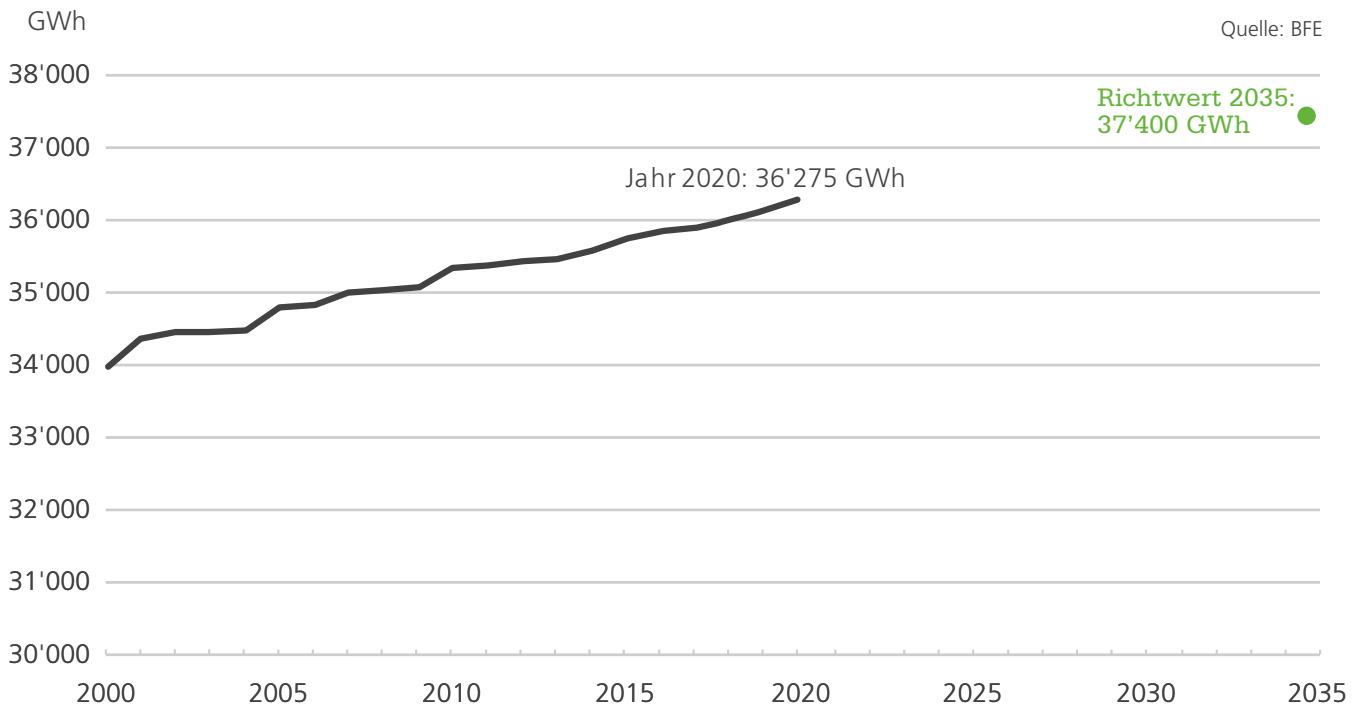


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung⁴ von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)

Abbildung 4 (n. B. Skala beginnt nicht bei Null) zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist. 2020 (Stand 1.1.2021) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'275 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'354 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 2000 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 45,0 Prozent erreicht. 2020 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 138 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 98 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 70 GWh notwendig (Quelle: BFE, 2021b).

⁴ Mittlere Produktionserwartung inklusive Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb.

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION
(ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



► NETZENTWICKLUNG

Die Energiestrategie 2050 und der damit verbundene Umbau des Energiesystems sowie das internationale Umfeld stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Darauf zielt auch das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) ab, welches Teil der Energiestrategie 2050 ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze.

STATUS UND DAUER DER NETZVORHABEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Hierfür wurden Vorgaben für die Bedarfsermittlung des Aus- und Umbaus der Schweizer Stromnetze entwickelt, die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte optimiert sowie Kriterien und Vorgaben für die Entscheidungsfindung zwischen Erdverlegung oder Freileitung erarbeitet. Die neuen Regelungen sollen die Transparenz im Netzplanungsprozess erhöhen und insgesamt die Akzeptanz von Netzhvorhaben verbessern. Das schweizerische Übertragungsnetz steht dabei besonders im Fokus: Es muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter muss das Übertragungsnetz die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Importe und Exporte sowie durch die Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

ABLAUF UND PHASEN EINES NETZVORHABENS DES ÜBERTRAGUNGSNETZES

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

SACHPLAN ÜBERTRAGUNGSLEITUNGEN (SÜL):

Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (s. weiter unten) ein Sachplanverfahren

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

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

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat im April 2015 eine strategische Netzplanung vorgelegt⁵, welche den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gemäss Energiestrategie 2050 berücksichtigt und bis ins Jahr 2025 entsprechende Projekte zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes vorsieht. Das vorliegende Monitoring verfolgt Status und Dauer von Netzvorhaben auf der Übertragungsebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (**vgl. Abbildung 5**). Eine zentrale Grundlage für die Netzplanung wird künftig der mit der Strategie Stromnetze gesetzlich eingeführte so genannte energie-wirtschaftliche Szenariorahmen sein. Dieser liefert den Netzbetreibern der Netzebenen 1 und 3 Hinweise für eine zukünftige Netzentwicklung und stellt damit eine wesentliche Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und die eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Der Bundesrat hat im November 2021 die Vernehmlassung zum ersten solchen Szenariorahmen eröffnet. Nach der anschliessenden Genehmigung durch den Bundesrat wird der Szenariorahmen behördenverbindlich und alle vier Jahre überprüft und nachgeführt (Bundesrat, 2021i).

⁵ vgl. www.swissgrid.ch > Strategisches Netz

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

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

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

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

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁶	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁷
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis ▪ Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene ▪ Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis ▪ Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz ▪ Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz 	Realisierung	2022
2. Bickigen–Chippis (Gemmileitung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV ▪ Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis ▪ Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit 	PGV BFE	2027
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km ▪ Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV ▪ Eliminierung bestehender Engpass ▪ Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit 	Realisierung	2022
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis–Mörel–Lavorgo auf 124 km (Chippis–Stalden bleibt bei 220 kV) ▪ Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km ▪ Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin ▪ Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses 	4.1. PGV BFE 4.2. Realisierung (Mörel–Ernen)/ in Betrieb (Ernen–Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn–Stalden)/ PGV BFE (Chippis–Agarn) 4.4. PGV ESTI	2032
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km ▪ Beseitigung struktureller Engpässe ▪ Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren 	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2031

Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021)

6 Stand 15.10.2021

7 Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁶	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁷
6. Bassecourt–Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt ▪ Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit 	Realisierung	2023
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen ▪ Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggiatal aus Wasserkraft erzeugten Energie ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin 	Projektidee	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km ▪ Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt 	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV ▪ Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz 	9.1. SÜL 9.2. SÜL	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal ▪ Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino» ▪ Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggiatals erzeugten Energie ▪ Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden 	SÜL	2035
Anschluss Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtelard NdD_3 Châtelard–Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz ▪ Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid ▪ Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien 	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022
ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille–Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf 	Realisierung	2024

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021)

6 Stand 15.10.2021

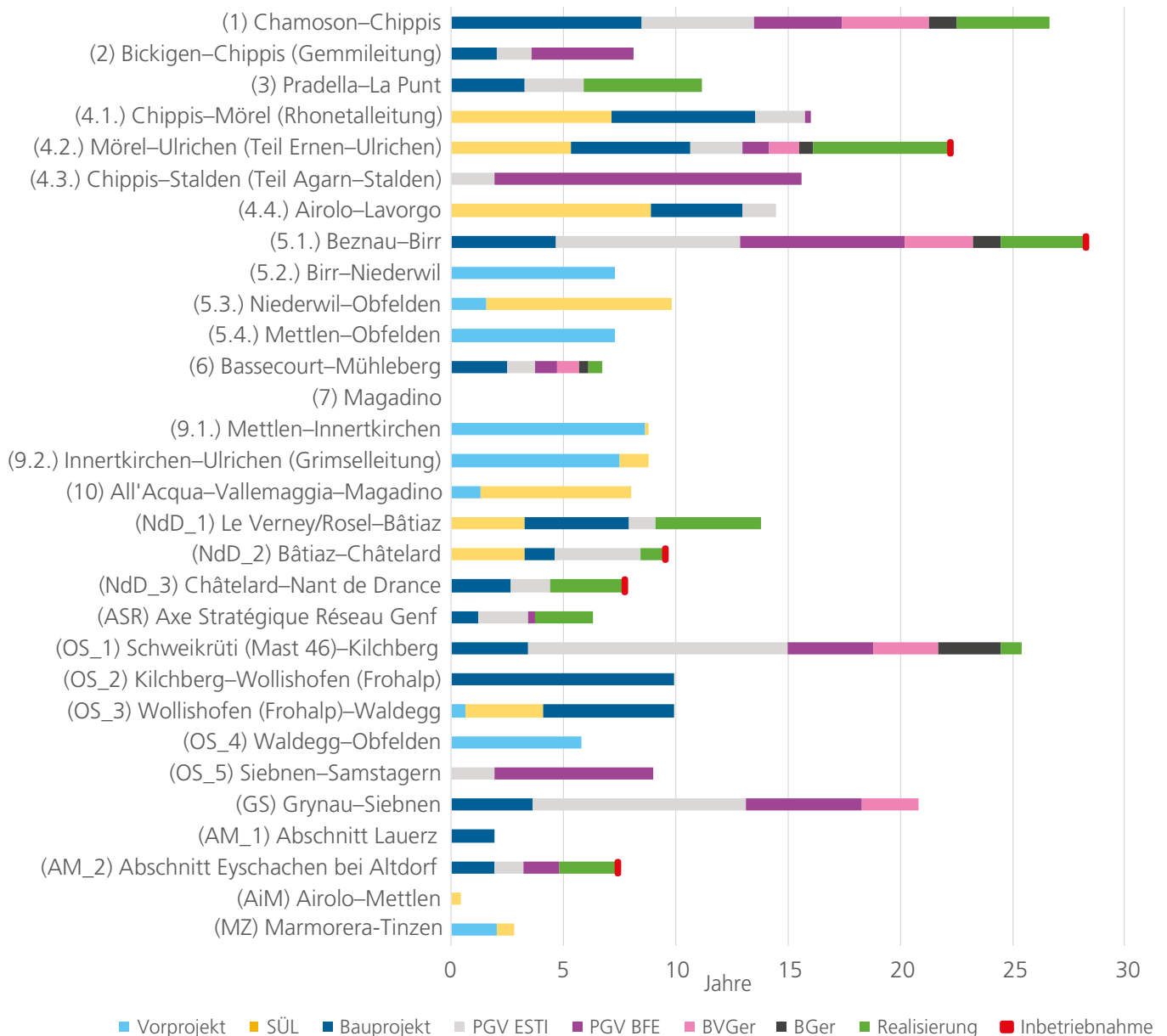
7 Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁶	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁷
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)–Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)–Waldegg OS_4 Waldegg–Obfelden OS_5 Siebnen–Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380-/220-kV-Leitung. ▪ Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil 	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Vorprojekt OS_5 PGV BFE	2030
Gryнау–Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz) ▪ Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden 	PGV BFE	2028
Amsteg–Mettlen AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ) ▪ AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet. 	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2030
Airolò–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels ▪ Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airolò–Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant. ▪ Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa. ▪ Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 60 Masten, die derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft. 	Vorprojekt	2029
Marmorera–Tinzen AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höchstspannungsleitung zwischen Marmorera und Tinzen in der Region Albula (GR) entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik und muss ersetzt werden (Spannung 220 kV wie heute). ▪ Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbraucherzentren im Mittelland. 	SÜL	2030

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021)

⁶ Stand 15.10.2021⁷ Gemäss Planung Swissgrid

Quellen: BFE, Swissgrid

Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2021 in Jahren⁸

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in **Abbildung 6** die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schlaufen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheid bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden. Die Abbildung lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten. Die entsprechende Gesetzgebung ist erst seit Anfang Juni 2019 mehrheitlich in Kraft.

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

KURZBESCHREIBUNG DER EINZELNEN NETZVORHABEN (STAND: 15. OKTOBER 2021):

1. Chamoson–Chippis

Der Neubau der Leitung von Chamoson nach Chippis im Kanton Wallis wurde bereits vor der Erarbeitung des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL) initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2017 erfolgte ein wichtiger Meilenstein: Mit Urteil vom 1. September 2017 wies das Bundesgericht die Beschwerden gegen den Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 14. Dezember 2016 ab und bestätigte damit in letzter Instanz den PGV-Entscheid des BFE vom 19. Januar 2015. Danach leitete Swissgrid die Realisierung der neuen Freileitung ein. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018 und sind seither nach Angaben von Swissgrid weit fortgeschritten. Gegen das Projekt gibt es auch in der Realisierungsphase nach wie vor starken Widerstand in der Bevölkerung. Die Inbetriebnahme der Leitung war ursprünglich für 2021 geplant; Swissgrid hatte diesen Termin auf Sommer 2022 verschoben, weil der Zugang zu Parzellen an einigen Maststandorten geklärt werden musste. Inzwischen sind die Verfahren bezüglich Zugänge zu den Maststandorten sowie die Verfahren für die Überspannungen abgeschlossen. Die Inbetriebnahme ist für 2022 geplant.

2. Bickigen–Chippis

Für die Spannungserhöhung und Modernisierung der bestehenden Leitung zwischen Bickigen und Chippis konnte wegen der nur geringen Raumwirksamkeit des Vorhabens auf die Durchführung eines SÜL-Verfahrens verzichtet werden. Nach einer rund zweijährigen Bauprojektphase startete Mitte 2015 das PGV beim ESTI, welches das Dossier knapp zwei Jahre später ans BFE weiterleitete. Aktuell läuft das PGV beim BFE. Die Inbetriebnahme ist für 2027 geplant.

3. Pradella–La Punt

Im Rahmen der Netzverstärkung wird auf der bestehenden rund 50 Kilometer langen Leitung zwischen Pradella und La Punt durchgehend ein zweiter 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Dazu wird die auf der bestehenden Freileitung zwischen Zernez und Pradella aufgelegte 220-kV-Energieableitung aus dem Kraftwerk Ova Spin durch den 380-kV-Stromkreis ersetzt. Die Energie aus dem Kraftwerk Ova Spin wird künftig über ein neu zu erstellendes 110-kV-Talnetz abgeführt. Für das Vorhaben war wegen geringer Raumwirksamkeit kein SÜL-Verfahren erforderlich. Bauprojekt- und PGV-Phase dauerten je rund drei Jahre. Das Vorhaben befindet sich seit Mitte 2016 in der Realisierung, nachdem der Plangenehmigungsentscheid des ESTI nicht angefochten worden war. Die Leitung soll Ende 2022 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis–Lavorgo

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

4.1. Chippis–Mörel (Rhonetalleitung)

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechseinhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Im Rahmen des PGV prüft das BFE auf Antrag des Kantons Wallis und aufgrund einer neuen Verkabelungsstudie nochmals sachplanerische Fragstellungen im Abschnitt Agarn–Mörel.

4.2. Mörel–Ulrichen

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

4.3. Chippis–Stalden

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

4.4. Airolo–Lavorgo

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befand sich gut vier Jahre im Bauprojekt. Ende April 2020 reichte Swissgrid das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI ein.

5. Beznau–Mettlen

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

5.1. Beznau–Birr

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

5.2. Birr–Niederwil

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

5.3. Niederwil–Obfelden

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befindet sich seit mehreren Jahren im SÜL-Verfahren; 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Als nächste Etappe wird die Festsetzung des Korridors und der Technologie erwartet.

5.4. Mettlen–Obfelden

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

6. Bassecourt–Mühleberg

Die Höchstspannungsleitung Bassecourt–Mühleberg wurde bereits 1978 durch das ESTI für eine Betriebsspannung von 380 kV bewilligt, jedoch bis heute nur mit einer Spannung von 220 kV betrieben. Für die nun vorgesehene Spannungserhöhung war wegen der geringen räumlichen Auswirkungen des Vorhabens gegenüber der bestehenden Situation kein SÜL-Verfahren nötig. Nach einer rund zweieinhalbjährigen Bauprojektphase reichte Swissgrid das PGV-Dossier am 30. Juni 2017 beim ESTI ein. Gegen das Projekt gingen mehrere Einsprachen ein. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE, welches am 22. August 2019 die Plangenehmigung erteilte. Dieser Entscheid wurde von verschiedenen Beschwerdeführern ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Mit Urteil vom September 2020 wies das Bundesverwaltungsgericht die Beschwerden ab, soweit es darauf eintrat. Der Entscheid wurde ans Bundesgericht weitergezogen. Mit Urteil vom 23. März 2021 wies dieses die Beschwerden ab. Nach Angaben von Swissgrid beginnen die Bauarbeiten voraussichtlich 2022 und dauern rund ein Jahr. Die Inbetriebnahme ist für Herbst 2023 geplant.

7. Magadino

Das Vorhaben ist noch in einer frühen Planungsphase und liegt erst als Projektidee vor. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2035 vorgesehen.

8. Génissiat–Foretaille

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

9. Mettlen–Ulrichen

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens ist aktuell für 2035 vorgesehen. Es ist in zwei Teilabschnitte gegliedert, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

9.1. Mettlen–Innertkirchen

Der Leitungsabschnitt befand sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte die 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.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimselleitung) auf durchgehend 380 kV ist ein Schlüsselement in der strategischen Netzplanung 2025. Für den Leitungsabschnitt beantragte Swissgrid Anfang Juli 2020 die Durchführung eines SÜL-Verfahrens.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

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

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2021/Swissgrid 2015)

➤ Beschreibung von weiteren ausgewählten Projekten siehe [ausführliche Fassung des Monitoringberichts](#)

ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

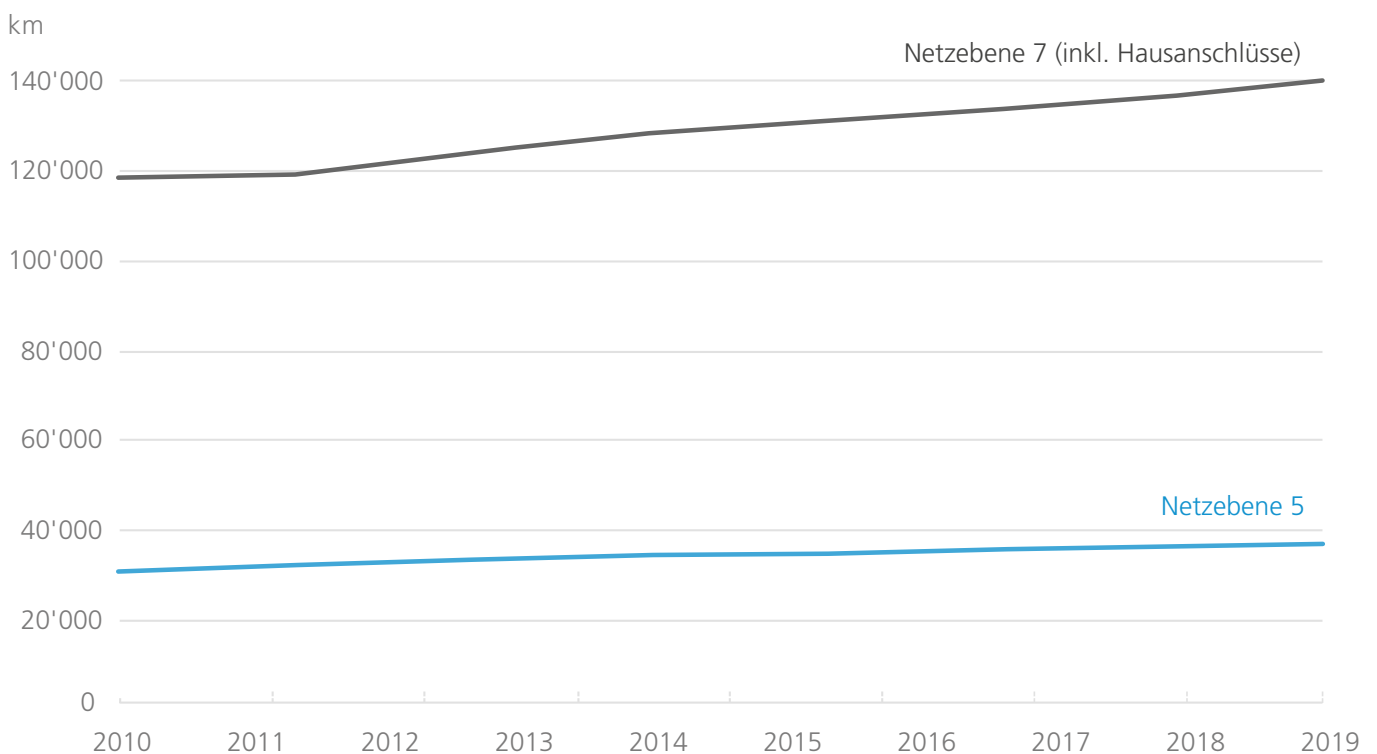
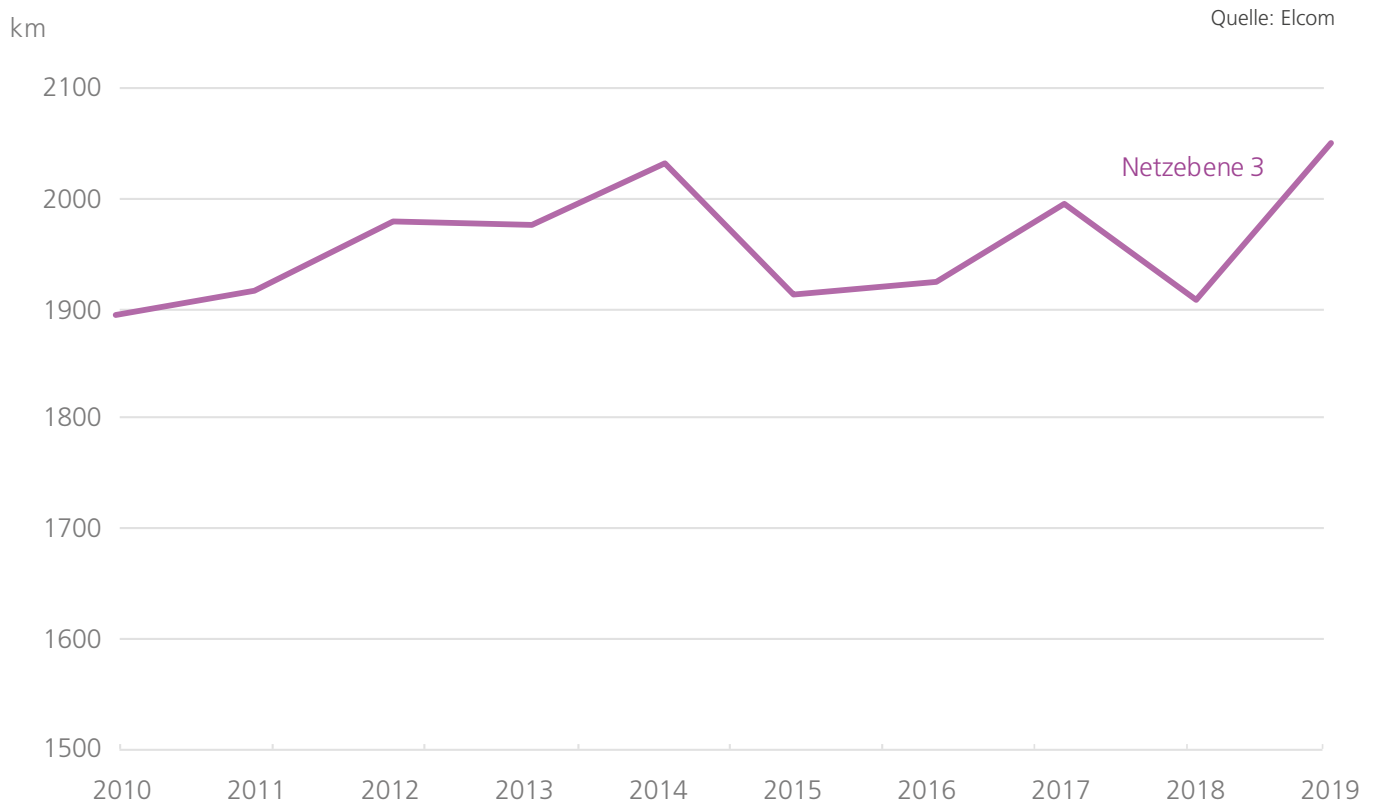


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien entschieden werden. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie **Abbildung 7** zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. *violette Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala*). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigten sich zwischen 2014 und 2015 sowie zwischen 2017 und 2018 rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. 2019 hat die Verkabelung indes gegenüber dem Vorjahr relativ stark zugenommen. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 203'589 Kilometern, wovon rund 88 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau–Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbühübel» bei Bözberg/Riniken wurde indes erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Ein Verkabelungsprojekt auf der höchsten Spannungsebene besteht zudem beim Netzvorhaben «Bâtiaz–Le Vernay», wo der Bau einer neuen 2 × 380-kV-Kabelleitung als Ersatz für die bestehende 220-kV-Freileitung vorgesehen ist, die das Rhôneal auf einer Länge von 1,3 Kilometern durchquert; Swissgrid hat die Tunnelbauten, die sich über eine Strecke von 1,2 Kilometer erstrecken, im Sommer 2021 abgeschlossen; die Inbetriebnahme der unterirdischen Leitung ist für Frühling 2022 geplant. 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: EICom, 2021a/BFE/Swissgrid, 2021).

INTELLIGENTE ZÄHLER (SMART METER)

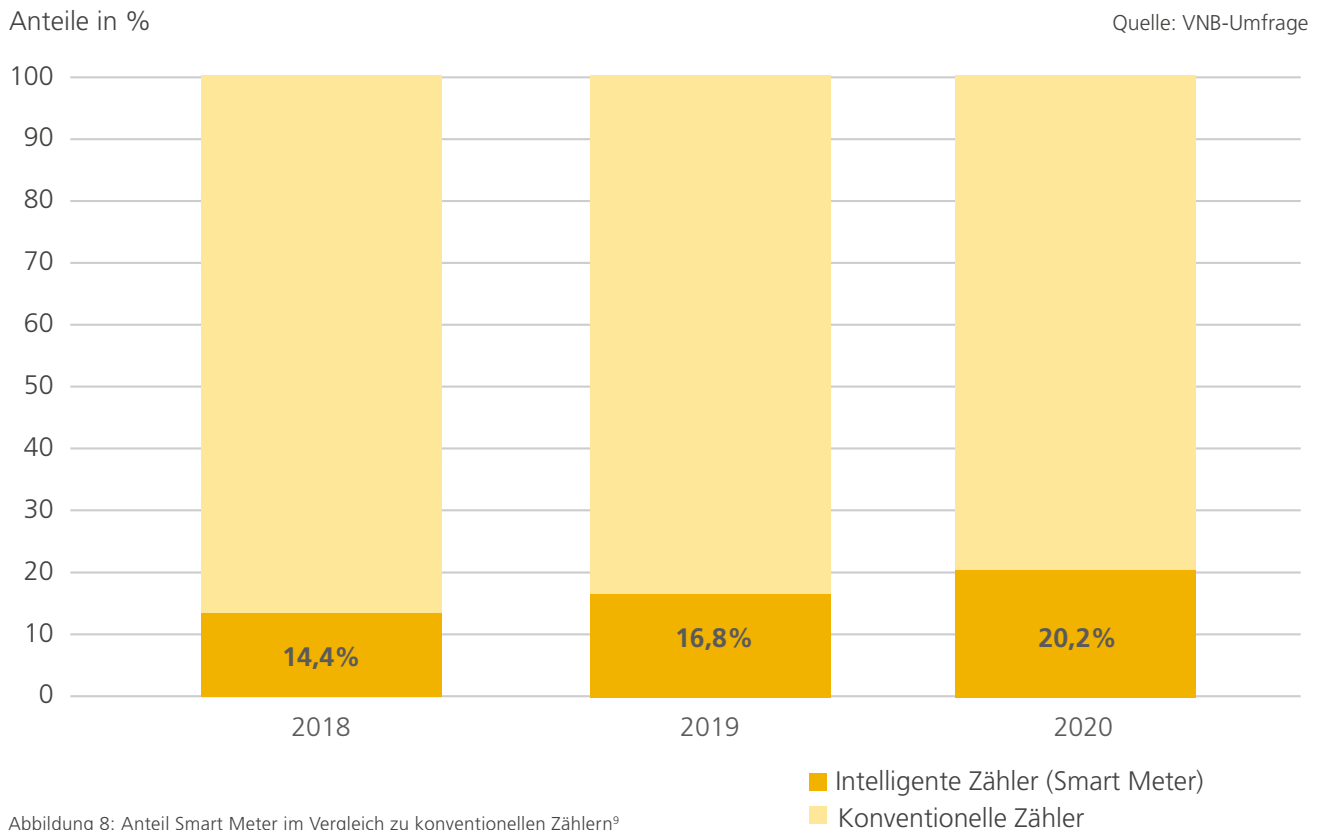


Abbildung 8: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern⁹

Der steigende Anteil an dezentraler Stromerzeugung führt zu zahlreichen Herausforderungen an die Stromnetze. Neben Erneuerung und Ausbau ist daher der Umbau in Richtung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) eine wichtige Stossrichtung der Energiestrategie 2050. Durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien entstehen integrierte Daten- und Elektrizitätsnetze mit neuartigen Funktionalitäten. So können intelligente Steuerungen beispielsweise die fluktuierende Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien sowie den Stromverbrauch ausbalancieren. Smart Grids gewährleisten einen sicheren, effizienten und zuverlässigen System- und Netzbetrieb und tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. Gleichzeitig gewinnt die Cybersicherheit an Bedeutung.

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 Funktionsfähigkeit im Einsatz stehen.

Im Jahr 2020 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit rund 1'152'942 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von gut 20 Prozent, wie **Abbildung 8** zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren konstant gestiegen (Quelle: VNB, 2021).

⁹ Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **NETZENTWICKLUNG** (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



► **VERSORGUNGS- SICHERHEIT**

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

DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

Abbildung 9 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2020 rund 44 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 15 Prozent. Der Anteil der Erdölbrennstoffe ging langfristig zwischen 2000 und 2020 um 11 Prozentpunkte zurück, bedingt durch den Austausch von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2020 gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent stark abgenommen, während er vorher relativ stabil war. Diese Abnahme hat zur Folge, dass die Anteile von allen anderen Energieträger zugenommen haben, auch wenn deren absoluter Verbrauch wegen der Pandemie gesunken ist: Erdgas (+4,1%), Strom (+4,6%), Holz und Holzkohle (+2,0%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,3%) und Fernwärme (+1,3%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2021a).

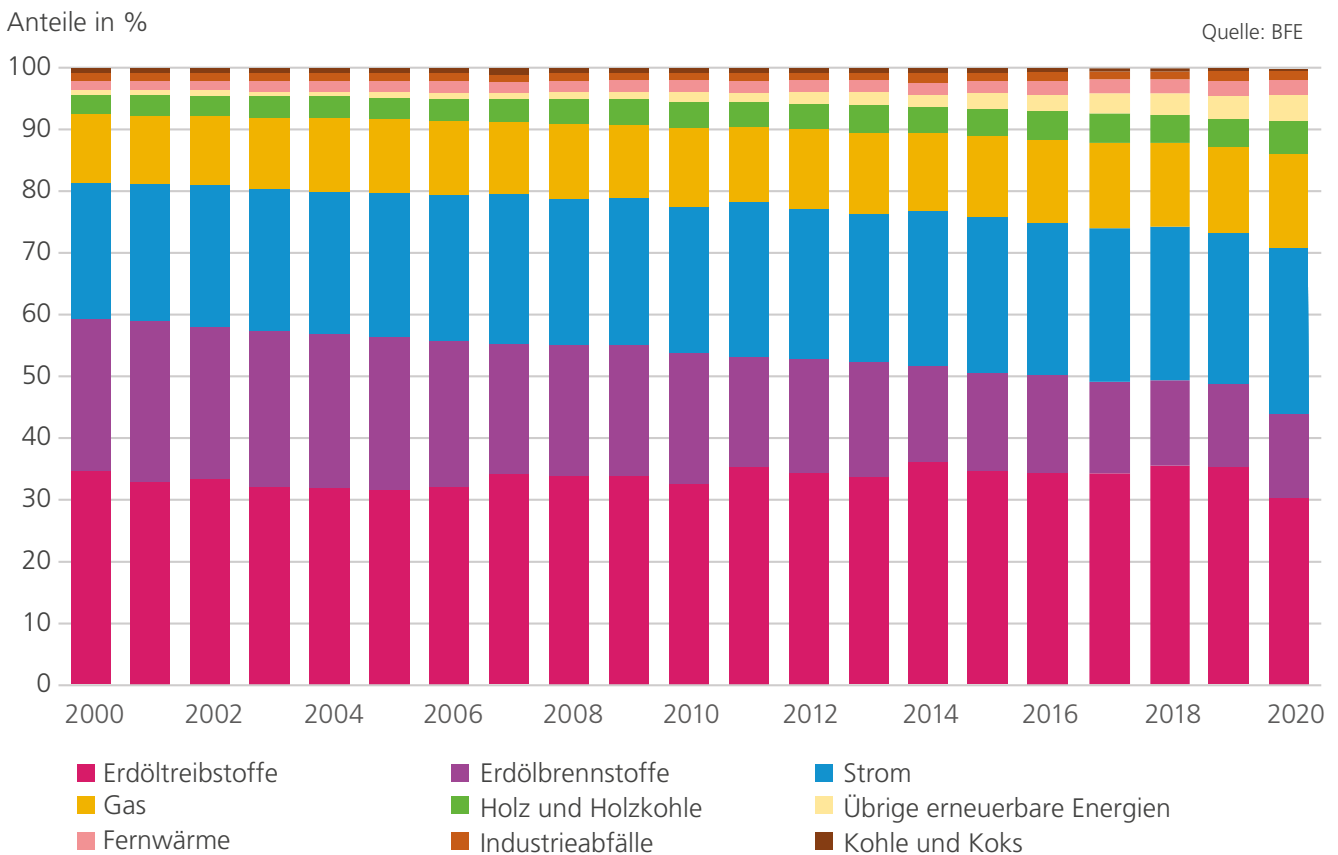


Abbildung 9: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

AUSLANDABHÄNGIGKEIT

Abbildung 10 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Die Bruttoimporte setzen sich dabei im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen. Wichtigste inländische Energiequelle bleibt die Wasserkraft, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Wie die graue Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch weiterhin auf hohem Niveau: 2020 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 71,9 Prozent (2019: 74,5% und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmaßnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen (Quellen: BFE, 2021a/BFS/BAFU/ARE, 2021).

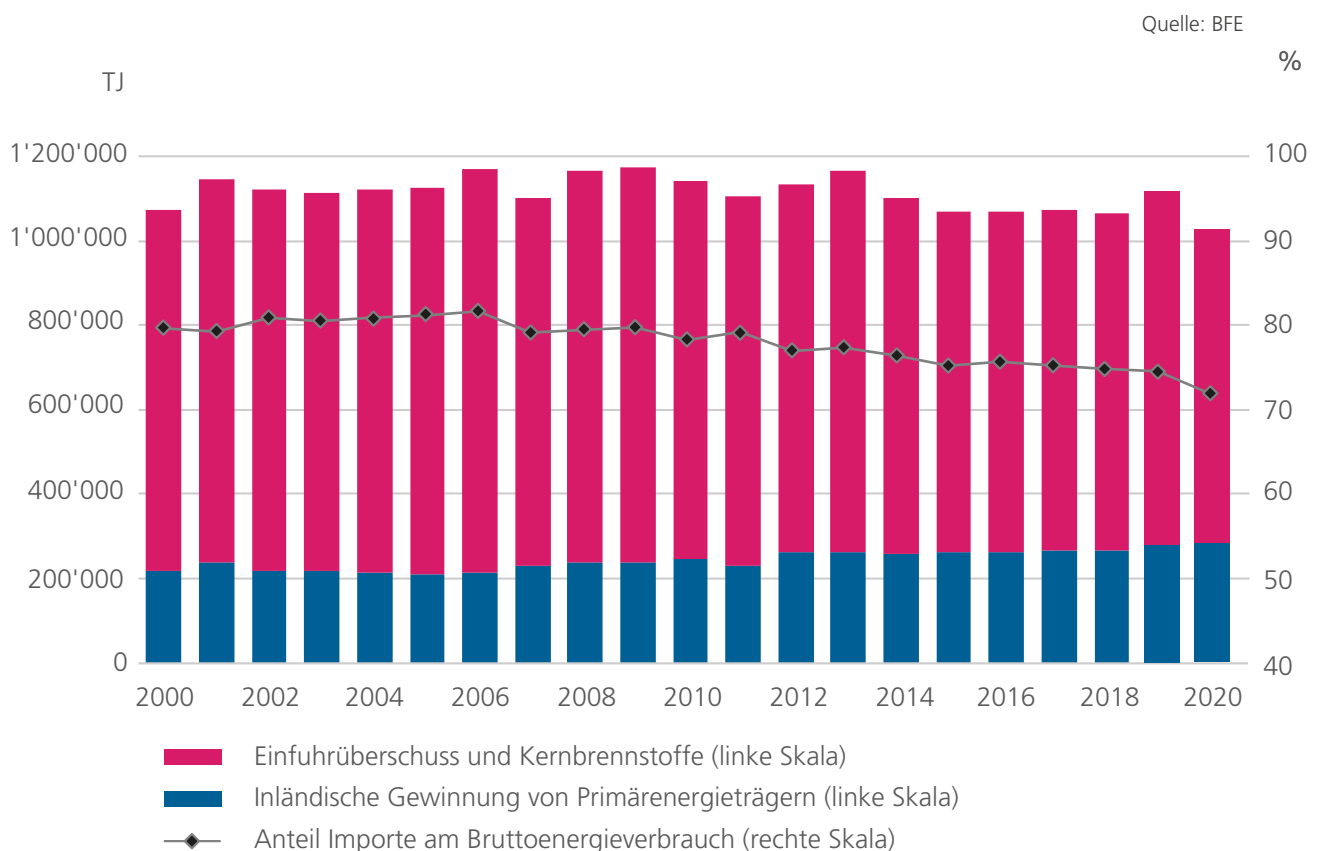


Abbildung 10: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

BERICHTE ZUR KURZ- BIS MITTELFRISTIGEN STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT

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. Am 18. Juni 2021 hat der Bundesrat dem Parlament die Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien überwiesen, welche verschiedene Massnahmen vorsieht, um die längerfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Dazu zählen insbesondere zusätzliche Mittel für den Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesrat, 2021b). Aktuell steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus, nachdem der Bundesrat im Mai 2021 die Verhandlungen für ein institutionelles Abkommen mit der EU beendet hat und ein Stromabkommen bis auf weiteres nicht absehbar ist: Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat den Bundesrat im Oktober 2021 über zwei entsprechende Berichte informiert. Auf deren Basis wird der Bundesrat die Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität vertieft prüfen und bei Bedarf die entsprechenden zusätzlichen Aufträge erteilen. Der Bundesrat hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) bereits eingeladen, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» auszuarbeiten. Weiter wird das UVEK dem Bundesrat eine Analyse des Stromeffizienz-Potenzials bis 2025 vorlegen (Bundesrat, 2021h).

Bericht von ElCom und Swissgrid zu Massnahmen im Netz: Der Bericht beschreibt rund 80 mögliche Massnahmen in den Bereichen Netz, Verbrauch und Produktion. Sie decken unterschiedliche Zeithorizonte und Prioritäten ab. Ihre Wirkung und Kosten wurden allerdings erst sehr grob abgeschätzt. Zahlreiche dieser Massnahmen betreffen Swissgrid und sind bereits in der Umsetzung oder zumindest in Planung. Sechs Massnahmen bezeichnet die ElCom als derzeit prioritär. Dazu gehören der geplante Abschluss von privatrechtlichen, technischen Vereinbarungen zwischen Swissgrid und den Über-

tragungsnetzbetreibern in der EU. Weiter geht es um den vorzeitigen Ersatz von Kuppeltransformatoren zwischen den Höchstspannungsebenen 220 und 380 kV, um die Stromflüsse besser steuern zu können, Spannungserhöhungen im Übertragungsnetz, um die Leitungskapazitäten zu steigern, eine bessere Koordination zwischen dem Übertragungsnetz und den überregionalen Netzen, die Optimierung von Unterhaltsarbeiten sowie um Anpassungen des Betriebskonzepts. Die Evaluierung der Massnahmen zeige, dass die wichtigsten kurzfristigen Massnahmen bereits ergriffen worden seien oder sich in der Umsetzung befänden, so das Fazit der Studie. Bei diesen Massnahmen geht es vor allem darum, diese zu beschleunigen und wenn möglich noch vor 2025 zu realisieren. Aus der Analyse der Massnahmen sei jedoch auch ersichtlich, dass den bis 2025 realisierbaren Verbesserungschancen aus diversen Gründen enge Grenzen gesetzt seien. Deshalb empfiehlt die ElCom, die Vorbereitungsarbeiten für Massnahmen nach Artikel 9 des Stromversorgungsgesetzes (Effizienz, Gas-Reservekraftwerk, Hydro-Reserve) weiter fortzusetzen (Quelle: ElCom, 2021c).

Auswirkungen der fehlenden Kooperation mit der EU im worst case: Die Problemstellungen, die sich im Hinblick auf die neuen Regeln im EU-Rechtsrahmen ab 2025 zeigen können, sind Inhalt einer externen Studie, welche das BFE und die ElCom im Hinblick auf die Unsicherheit über das Zustandekommen eines Stromabkommens Anfang 2020 beim Beratungsunternehmen Frontier Economics in Auftrag gegeben hatten. Die Studie zeigt, dass sich die Regulierung des europäischen Strom-Binnenmarkts seit dem Verhandlungsbeginn über ein Stromabkommen im Jahr 2007 stark weiterentwickelt hat. Das tangiert auch die Schweiz, da unser Übertragungsnetz eng mit den umliegenden Ländern verbunden ist. Seit 2020 ist mit dem Clean Energy Package ein neues Regulierungspaket in Kraft. Gemäss diesem müssen ab 2025 alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber mindestens 70 Prozent der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU freihalten. Wie dabei die Grenzkapazitäten zu Drittstaaten wie der

BERICHTE ZUR KURZ- BIS MITTELFRISTIGEN STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT

Schweiz berücksichtigt werden müssen, ist in der EU-Gesetzgebung nicht geregelt. Dadurch könnten die Importkapazitäten der Schweiz deutlich eingeschränkt werden. Zudem könnten die durch den Stromhandel der Nachbarländer verursachten ungeplanten Stromflüsse weiter zunehmen und so die Netzstabilität in der Schweiz gefährden. Die Studie untersucht anhand von drei unterschiedlich engen Zusammenarbeitsszenarien die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025, also in dem Jahr, in dem die EU die 70%-Regel vollständig umgesetzt haben will. Allen drei Szenarien liegt die Annahme eines «worst case» zugrunde. Es wird von einer Stresssituation ausgegangen, in der die Grenzkapazitäten mit den Nachbarländern um teilweise über 70% reduziert sind und die beiden Reaktorblöcke Beznau I+II sowie ein Drittel der französischen Kernkraftwerke nicht verfügbar sind:

- **Im ersten Szenario gibt es keine Kooperation:** Die Nachbarländer halten die 70%-Regel ein, indem sie die Übertragungskapazität zur und von der Schweiz einschränken. Im Normalfall ist die Netz- und Versorgungssicherheit zwar gewährleistet. In dem für die Studie definierten worst case wird die Situation gegen Ende März jedoch kritisch: Während 47 Stunden könnte dann der inländische Strombedarf nicht mehr gedeckt werden, es fehlten 66 Gigawattstunden pro Jahr an Energie¹⁰.

- **Im zweiten Szenario schliesst Swissgrid technische Vereinbarungen mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern ab.** Diese bezwecken, dass die Schweiz bei der Umsetzung der 70%-Regel an ihren Grenzen zu Norditalien, Frankreich, Deutschland und Österreich berücksichtigt wird. In diesem Szenario kann der worst case sicher bewältigt werden. In der Schweiz steht jederzeit genügend Energie zur Verfügung. Ob diese Vereinbarungen rechtzeitig realisiert werden können, ist allerdings noch unklar.

- **Im dritten Szenario kommt das Stromabkommen zustande und garantiert der Schweiz die Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt:** Der worst case kann in diesem Szenario am sichersten bewältigt werden.

Ein Szenario ohne eine vertraglich abgesicherte technische Zusammenarbeit ist für die Schweiz ungünstig, so das Fazit der Studie. Die Versorgungssicherheit und auch die Netzsicherheit wären geschwächt. Die vertraglich abgesicherte technische Zusammenarbeit mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern würde die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz verbessern. In kritischen Situationen würden für Stromimporte ausreichend Übertragungskapazitäten an den Grenzen der Schweiz zu Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien zur Verfügung stehen. Ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU würde die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz noch weiter verbessern (Quelle: Frontier Economics, 2021).

10 Der Tagesverbrauch an einem typischen Wintertag entspricht rund 180–200 GWh (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2020).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **VERSORGUNGSSICHERHEIT:**

- Ausführliche Fassung Monitoringbericht
- Berichte zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit
- Berichte BFE zur System Adequacy
- Berichte EICOM zur Stromversorgungssicherheit
- PENTA-Bericht über die regionale Sicht der Stromversorgungssicherheit (Zentral-West-Europa).

► AUSGABEN UND PREISE

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems infolge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernkraft und weiterer tiefgreifender Veränderungen im Energieumfeld, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucher Ausgaben für Energie und den Energiepreisen¹¹.

¹¹ Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die Entwicklung bis Ende 2020 ab. Die im Jahr 2021 beobachteten Preissteigerungen auf diversen Energiemärkten (vgl. Themenfeld Internationales), welche auch Auswirkungen auf die Schweiz haben (insb. Öl, Gas und Strom), sind in den folgenden Grafiken noch nicht abgebildet.

ENDVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE

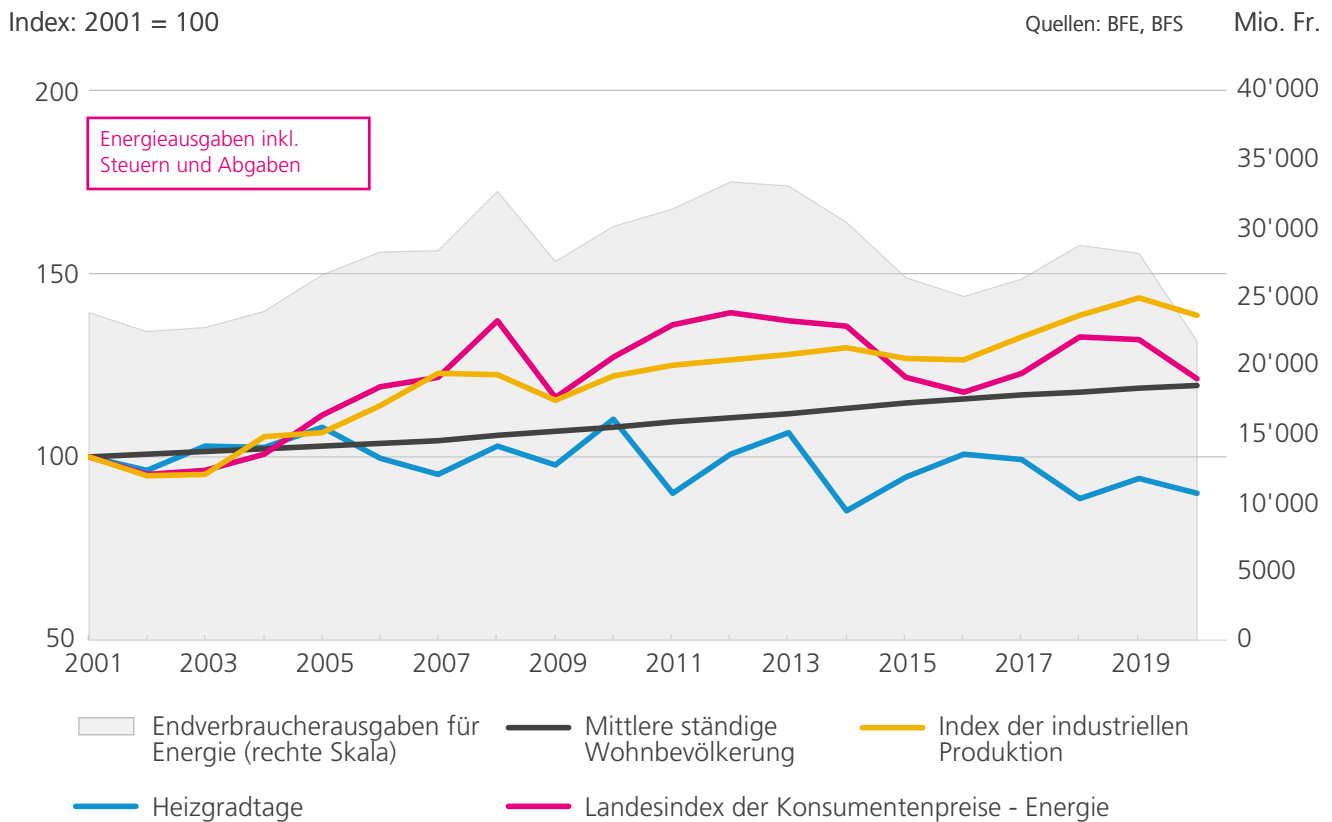


Abbildung 11: Entwicklung der Endverbraucherenausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherenausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2020 rund 21,7 Mrd. Franken betragen. Das ist der tiefste Wert seit 1999: Als Folge der Covid-19-Pandemie sind die Preise von vielen Energieträgern gefallen und die verbrauchten Mengen zurückgegangen. Besonders stark ausgeprägt war der Rückgang bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe¹² – sie machten aber immer noch rund 40 Prozent aus, das ist etwas weniger, als für Strom ausgegeben wurde. Gut 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben¹³.

Zwischen 2001 und 2019 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,9 Prozent pro Jahr; in der Periode bis 2020 wurden aufgrund der ausserordentlichen Situation hingegen 23 Prozent weniger für Energie ausgegeben als im Vorjahr und

damit sogar weniger als im Jahr 2001. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,6%), die Bevölkerung (jährlich 0,9%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,0%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherenausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherenausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und

ENDVERBRAUCHERHAUSGABEN FÜR ENERGIE

die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. Im Jahr 2020 gingen die Ausgaben deutlich stärker zurück als die Preise. Dies lässt sich dadurch erklären, dass durch die Pandemie weniger Energie, insbesondere Treibstoff, verbraucht wurde. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherhaushaltsausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (Quellen: BFE, 2021a/BFS, 2021).

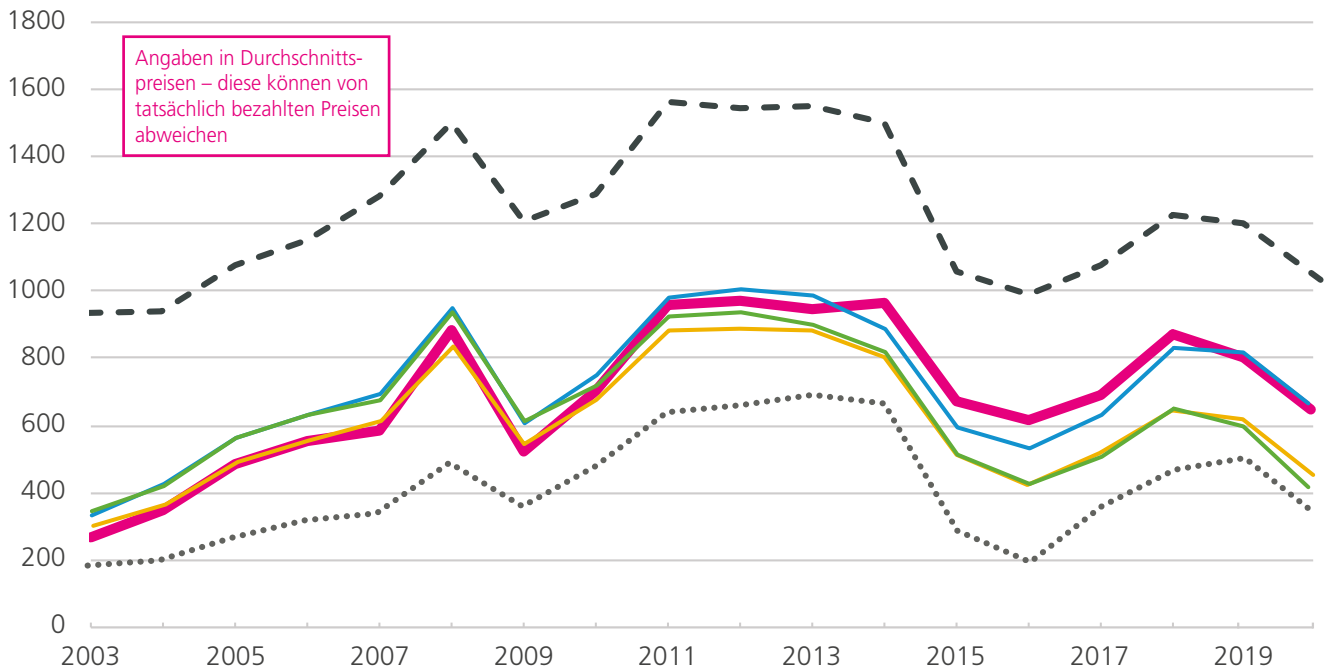
12 Im Jahr 2020 waren 3,7% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Medienmitteilung BFE v. 21.Juni 2021).

13 In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.). Die Steuern und Abgaben betragen nach einer Schätzung des BFE für das Jahr 2019 für Erdöltreibstoffe 5,03 Mrd. Fr. für Erdölbrennstoffe 1,32 Mrd. Fr., für Strom (ohne Netznutzungsentgelte) 2,03 Mrd. Fr. und für Gas (ohne Netznutzungsentgelte) 0,75 Mrd. Franken.

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

USD/1000 Liter

Endkundenpreis Industrie Heizöl extraleicht

Quelle: Basierend auf
Daten IEA Energy Prices
and Taxes © OECD/IEA 2021

USD/Liter

Endkundenpreis Diesel-Treibstoff zur kommerziellen Nutzung

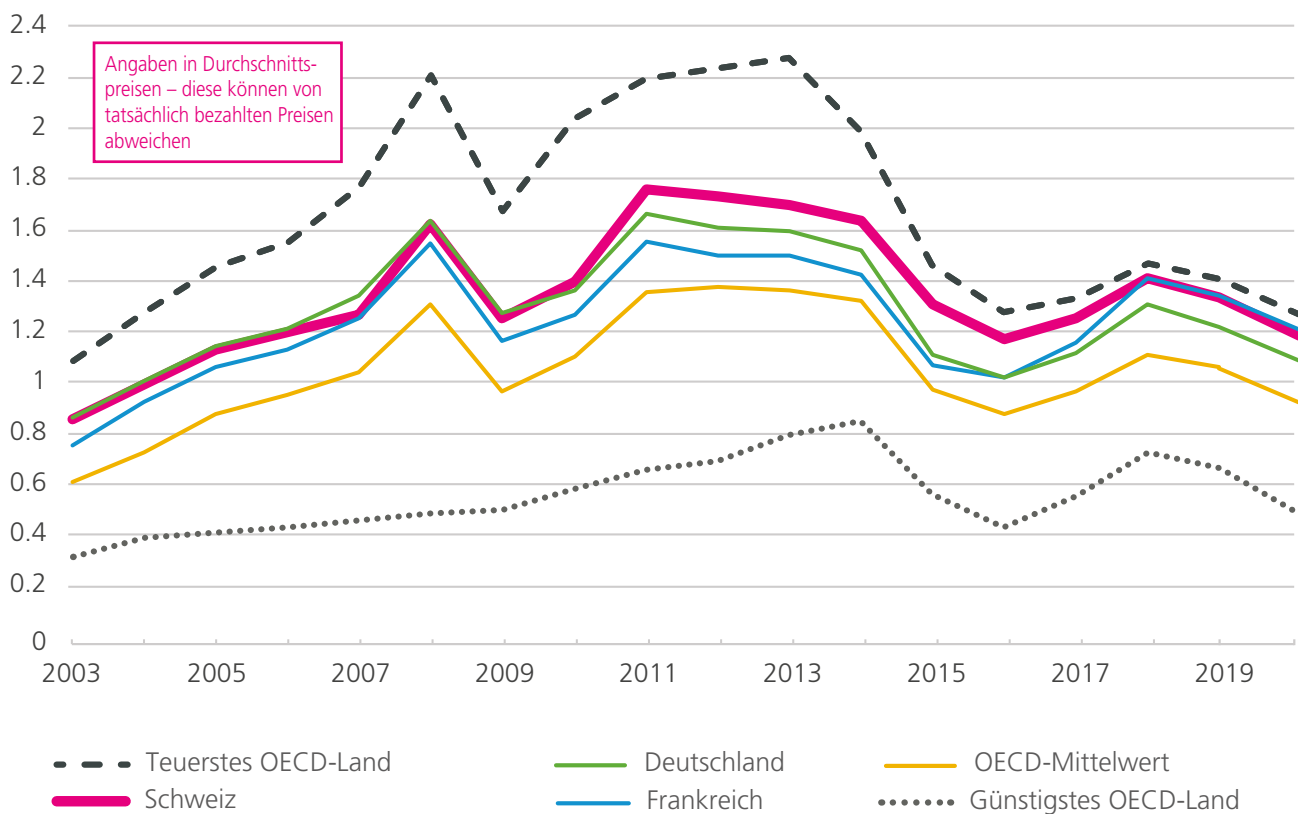


Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

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** befindet sich auch 2020 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise für Erdölprodukte sind im Corona-Pandemiejahr 2020 gegenüber dem Vorjahr weltweit und damit auch in der Schweiz deutlich gesunken. Eine Erklärung für den Anstieg der Schweizer Preise in den letzten Jahren im Verhältnis zu anderen Ländern könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 96 Franken pro Tonne CO₂ im Jahr 2018 liegen; die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für **Diesel** ist in der Schweiz höher als in Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt sanken die Preise letztes Jahr in allen betrachteten Ländern. Frankreich hat seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird. Das Monitoring führt aber keine Information zum Benzinspreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2021a).

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

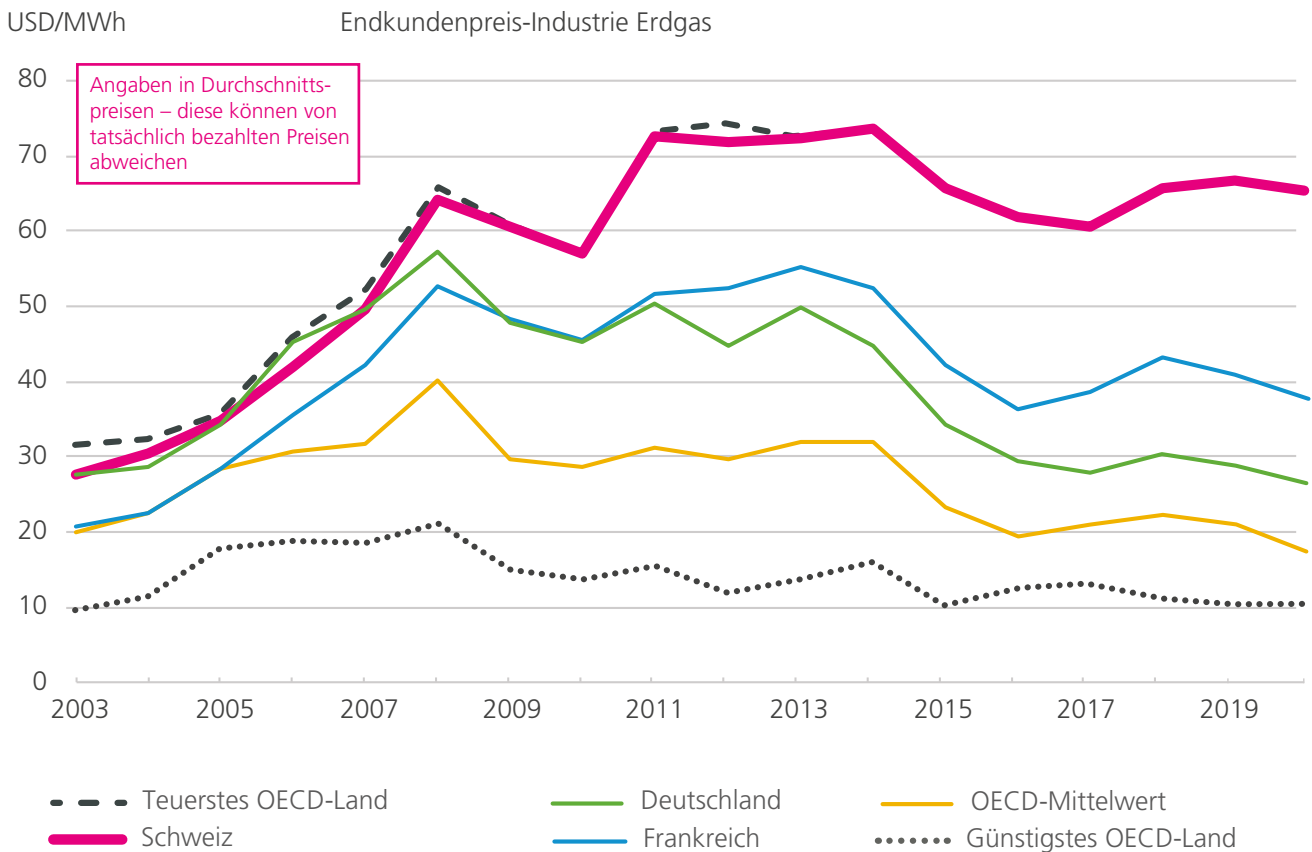
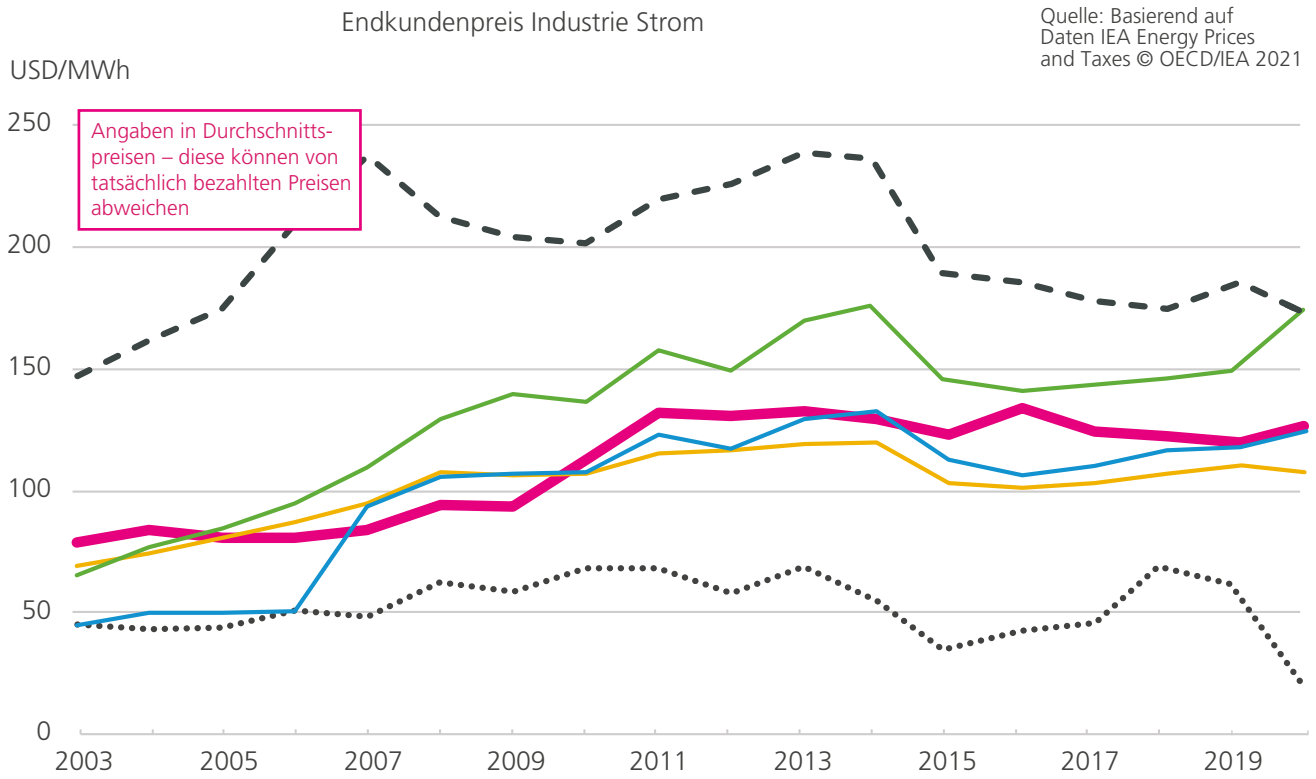


Abbildung 13: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche, sich seitwärts bewegende Tendenz auf (**vgl. Abbildung 13**). Das Preisniveau in der Schweiz ist nahe am OECD-Durchschnitt und jenem von Frankreich und es liegt tiefer als in Deutschland, welches im Jahr 2020 neu den höchsten Preis unter den OECD-Länder aufweist. Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktöffnung stetig gestiegen. Heute haben rund zwei Drittel aller marktberechtigten Kunden in den freien Markt gewechselt, welche gut vier Fünftel der entsprechenden Energiemenge beziehen¹⁴. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. Die Differenz zu anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten Land im Jahr 2020. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt den

relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat Ende Oktober 2019 in der Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der deutlich mehr Kunden (rund 40'000 Verbrauchsstätten) freien Marktzugang erhalten würden. Die Wettbewerbskommission hat im Weiteren mit einem Entscheid im Juni 2020 den Gasmarkt im Raum Luzern vollständig geöffnet. Sie erwartet von ihrem Entscheid eine Signalwirkung für die ganze Schweiz (Quellen: OECD/IEA, 2021a/Bundesrat, 2019b/WEKO, 2020).

14 Quelle: ECom Tätigkeitsbericht 2020, S.35.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
AUSGABEN UND PREISE (ausführliche
Fassung Monitoring-Bericht)

► CO₂-EMISSIONEN

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik bis 2030 und die 2019 vom Bundesrat beschlossene längerfristige Zielsetzung von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050, die in der dazugehörigen langfristigen Klimastrategie konkretisiert wurde (Bundesrat, 2019a+2021a). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt.

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN PRO KOPF

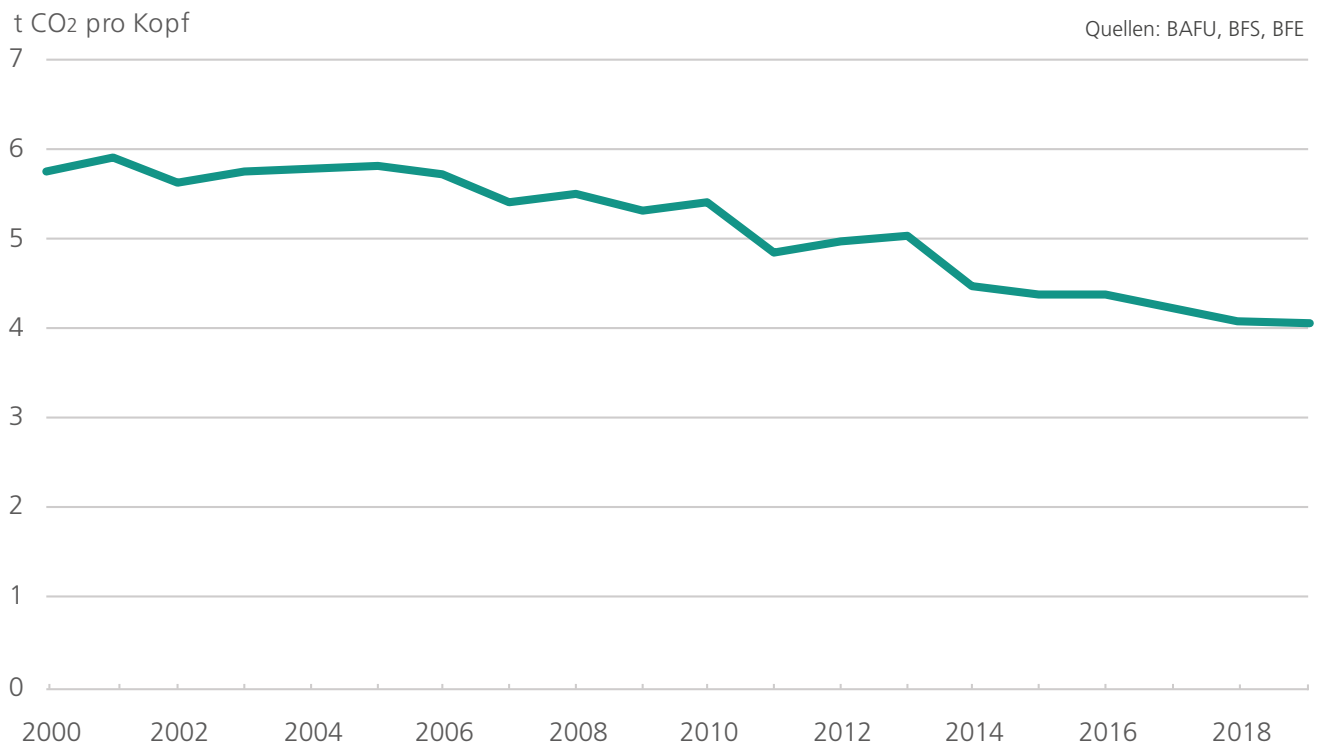


Abbildung 14: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)¹⁵

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen auf, wie die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel des Bundesrates umbauen kann (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO₂-Emissionen folgen. Das bisherige langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 aus dem Jahr 2013, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken, ist folglich überholt. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen gemäss Energieperspektiven 2050+ pro Kopf noch energiebedingte Treibhausgasemissionen von rund 0,4 Tonnen an. **Abbildung 14** zeigt, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich abnehmen. Während die

energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind, ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2019 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,0 Tonnen und damit 30 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)¹⁶. Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO₂-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2021/BFS, 2021/BFE, 2021a).

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN PRO KOPF

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (**s. Abbildung 15**) betragen 2019 34,6 Mio. Tonnen CO₂ und lagen damit 17 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den **Verkehr** (Anteil 2019: 43%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden¹⁷. Zwischen 2000 und 2019 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 1 Mio. Tonnen gesunken. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt der internationale Flugverkehr. Dessen Emissionen sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO₂¹⁸. In der **Industrie** (Anteil 2019: 23%) entstehen die energiebedingten CO₂-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den **Haushalten** (Anteil 2019: 22%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO₂-ärmerer Technologien hin. Weil nach wie vor viele fossile Heizsysteme in Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN

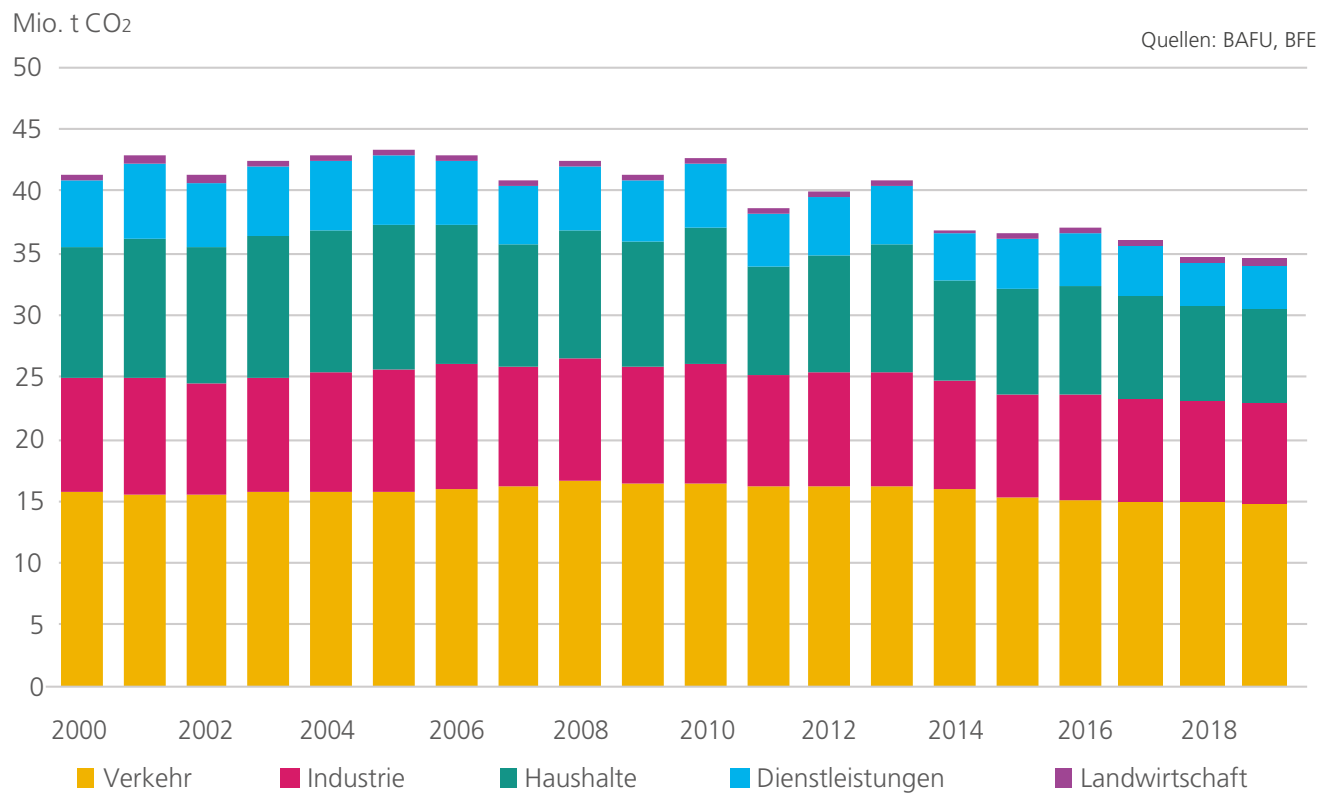


Abbildung 15: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne internat. Flugverkehr)

Witterung abhängig. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer. Ähnliches gilt für den Sektor **Dienstleistungen** (Anteil 2019: 10%). Auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf. In der **Landwirtschaft** schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2019: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO₂-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebe-

dingten CO₂-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors und der Industrie haben sich erhöht (von 38 auf 43% bzw. von 22 auf 23%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2021+2020/BFE, 2021a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

16 Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2019 rund 5,4 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,4 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um knapp 23 Prozent. Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

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

18 Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen knapp 14%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnet, läge der Anteil bei 28%.

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **CO₂-EMISSIONEN** (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



► **FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE**

Die langfristigen Ziele der Energiestrategie 2050 setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, hat die Schweiz deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen in der Energieforschung.

AUSGABEN DER ÖFFENTLICHEN HAND FÜR DIE ENERGIEFORSCHUNG

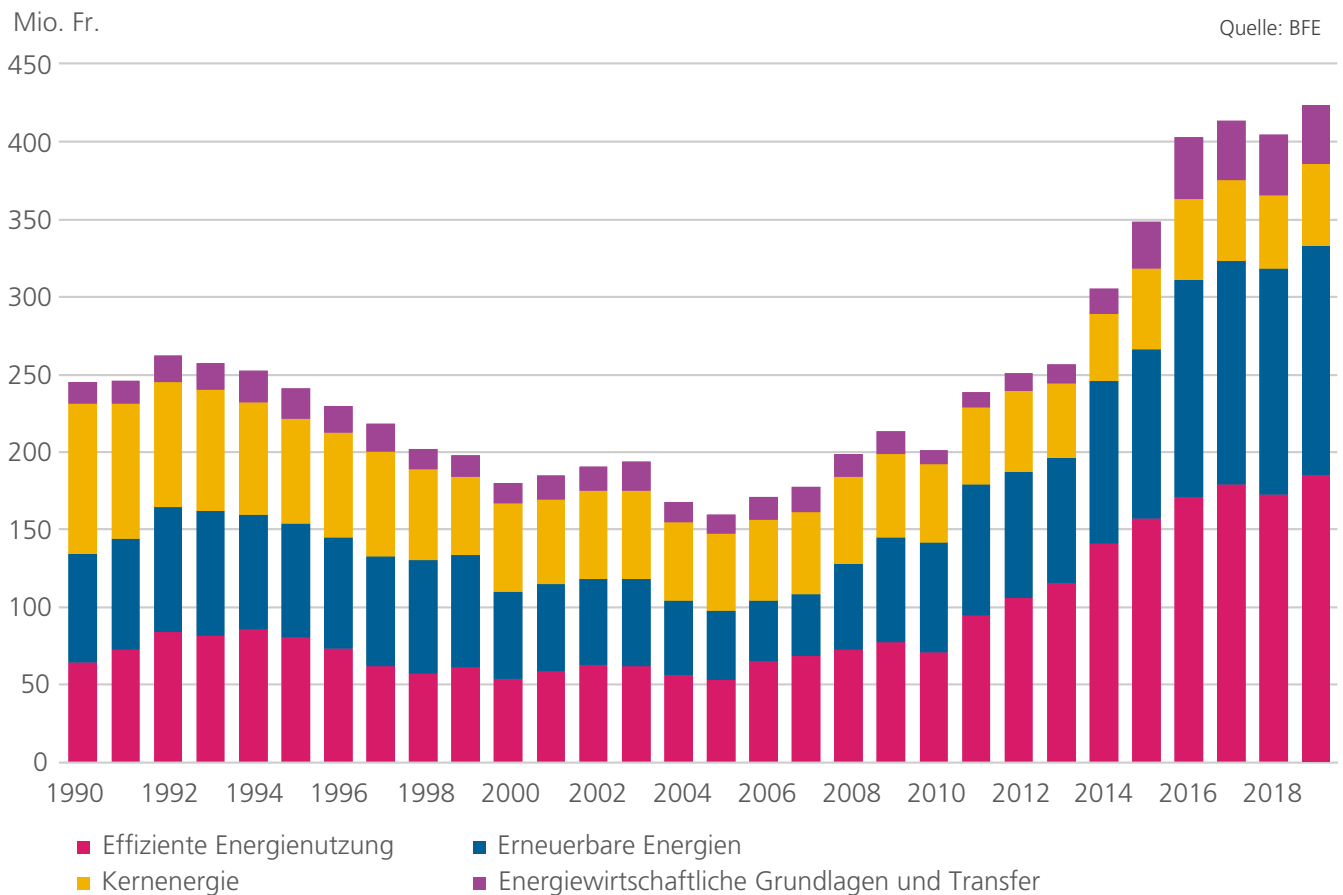


Abbildung 16: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)¹⁹

Seit 2005 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie **Abbildung 16** zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2019 betragen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 427 Mio. Franken (2018: knapp 406 Mio. Franken). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fließt der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2019: 43,6%)

und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2019: 35,1%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie* (*Kernspaltung/Fission und Kernfusion*) sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2019 12,1 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 9,1 Prozent (Quelle: BFE, 2021c).

¹⁹ Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE
 (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



► INTERNATIONALES UMFELD

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

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

Europa und anderen Weltregionen sind derzeit mit steigenden Energiepreisen konfrontiert, was auch Auswirkungen auf die Schweiz hat (insbesondere Strom, Öl und Gas). Ursache für die Entwicklung ist hauptsächlich die weltweit gestiegene Nachfrage nach Energie, da die wirtschaftliche Erholung nach dem Höhepunkt der Covid-19-Pandemie in Gang kommt und die Förderung nicht gleich schnell hochgefahren werden kann. Darüber hinaus ist im Jahr 2021 auch der europäische CO₂-Preis stark angestiegen. Die Europäische Kommission hat am 13. Oktober 2021 ein «Instrumentarium» vorgestellt, das die EU und ihre Mitgliedstaaten nutzen können, um die unmittelbaren Auswirkungen des derzeitigen Preisanstiegs zu bewältigen und die Resilienz gegenüber künftigen Preisschocks zu verstärken. Auch an der Tagung des Europäischen Rats vom 21. Oktober 2021 haben die Staats- und Regierungschefs über die hohen Energiepreise beraten (Quellen: COM(2021)660 final/Europäischer Rat, 2021).

Erdöl: Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage 2026 rund 104,1 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Das entspricht einer Zunahme von 4,4 Mio. Fass pro Tag gegenüber 2019. Auf der Angebotsseite prognostiziert die IEA ein Wachstum der Produktionskapazitäten gegenüber 2019 um 3,7 Mio. auf 104,2 Mio. Fass pro Tag bis 2026.

2020 lag die Nachfrage bei 91,0 Mio. Fass pro Tag, das sind 9 Mio. Fass pro Tag weniger als 2019, also vor der Covid-19-Pandemie. Für das Jahr 2021 geht die IEA von einer Erholung der Nachfrage auf 96,5 Mio. Fass pro Tag aus. Das Angebot lag 2019 insgesamt bei 100,5 Mio. Fass pro Tag, 2020 sank dieser Wert auf 93,9 Mio. Fass pro Tag.

Die OPEC+ (OPEC und weitere Länder unter der Leitung Russlands) beschlossen im Juli 2021, die Förderung auszubauen, nachdem diese in den letzten Jahren gedrosselt worden war. Trotz dieser Ausweitung der Produktion erreichte der Ölpreis im Oktober 2021 mit über 80 Dollar pro Fass einen neuen Höchststand (Quelle: OECD/IEA, 2021b).

Erdgas: In ihrer Mittelfristprognose geht die IEA neu von einem jährlichen Wachstum der Erdgasnachfrage bis 2024 von 1,7 Prozent aus, leicht tiefer

als die 1,8 Prozent Wachstum vor der Pandemie, so dass die globale Erdgasnachfrage 2024 rund 4300 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. Die weltweite Gasproduktion wird 2024 voraussichtlich um 6 Prozent höher sein als vor der Pandemie im 2019 und 4328 Mrd. Kubikmeter betragen.

Das Jahr 2021 begannen die Erdgasmärkte mit einer starken Erholung, bedingt durch eine wiederum stärkere Wirtschaftstätigkeit und Kälteperioden. Die IEA erwartet, dass die steigende Nachfrage im Jahr 2021 den Rückgang im Jahr 2020 ausgleichen wird. Für das Jahr 2020 rechnete die IEA ursprünglich mit einem Einbruch der Erdgasnachfrage um 4 Prozent; der Rückgang betrug aber nur 1,9 Prozent auf 3926 Mrd. Kubikmeter. Die Gasproduktion erreichte 3960 Mrd. Kubikmeter, das sind 3 Prozent weniger als 2019.

Nach einem pandemiebedingten Einbruch der Preise im Sommer 2020 stieg der Preis auf dem US-Markt (Henry Hub) im dritten Quartal 2021 im Jahresvergleich auf über 5 USD je Million British Thermal Unit (mmbtu), was jedoch immer noch klar unter den Preisen auf dem europäischen und asiatischen Markt liegt. In Europa (TTF Spot) unterstützten die global hohe Nachfrage zusammen mit niedrigeren LNG-Zuflüssen und der durch Russland kaum be-

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

dienten Pipeline durch die Ukraine einen starken Anstieg der TTF-Preise, die sich im Oktober 2021 zeitweise auf über 100 Euro pro MWh erhöhten, einem historischen Höchststand, mit den Futures für nächsten April jedoch wieder unter 50 Euro pro MWh (Quellen: OECD/IEA, 2021c/EU, 2021/Argus Gas Connections²⁰).

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Im Juni 2020 stieg der Preis für CO₂-Emissionsrechte auf 23,5 Euro pro Tonne CO₂ und befand sich wieder auf dem Niveau vor der Covid-19-Pandemie. Mit der Ankündigung der EU Kommission des «Fit for 55» Klimapakets (s. *weiter unten*) und relativ hohen Gas- und Kohlepreisen hat der CO₂-Preis im September 2021 das Niveau von 60 Euro pro Tonne erreicht und verharrt seitdem auf diesem historisch hohen Niveau. Auch der Preis für Futures für die Jahre 2022 bis 2024 liegt auf dem Niveau von 60 Euro pro Tonne (Quellen: EU, 2021/EEX²¹).

Strom: Nach einem Rückgang um rund ein Prozent im Jahr 2020 auf 26'800 TWh soll die weltweite Stromnachfrage 2021 nach IEA-Angaben um knapp 5 Prozent auf rund 28'100 TWh und 2022

um 4 Prozent auf rund 29'200 TWh steigen. Der Grossteil dieses Zuwachses wird im asiatisch-pazifischen Raum stattfinden. Mehr als die Hälfte des weltweiten Wachstums im Jahr 2022 wird in China erwartet, dem grössten Stromverbraucher der Welt. Indien, der drittgrösste Verbraucher, wird 9 Prozent des weltweiten Wachstums ausmachen.

Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) stieg bedingt durch die hohen Brennstoffpreise im ersten Quartal 2021 auf 53 Euro/MWh und lag damit 79 Prozent über dem Vorjahresquartal. Im Juni erreichte der Strompreis in den meisten Märkten (bspw. Deutschland und Frankreich) einen historischen Höchststand. Auch der Preis für den Frontjahreskontrakt Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend, überstieg im September die Marke von 150 Euro pro MWh und ist seither auf 130 Euro zurückgegangen (Quellen: OECD/IEA, 2021d/EU, 2021/EICom 2021b).

¹⁹ www.argusmedia.com

²⁰ www.eex.com

ENTWICKLUNGEN IN DER EU: «EUROPEAN GREEN DEAL» UND KLIMAPAKET «FIT FOR 55»

Die Europäische Kommission legte im Juli 2021 ein umfassendes Legislativpaket unter dem Titel **«Fit for 55»** vor. Das Paket trägt dazu bei, den «European Green Deal» umzusetzen. Weiter soll es ermöglichen, das im europäischen Klimagesetz festgeschriebene Ziel zu erfüllen, wonach die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen sowie die EU auf den Pfad Richtung Klimaneutralität 2050 bringen. Das Paket umfasst 13 miteinander verbundene Legislativvorschläge, dies unter anderem in folgenden Bereichen (Quelle: COM(2021) 550 final):

- **EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS):** Die Kommission schlägt vor, die Obergrenze für alle Emissionen im EU-EHS noch weiter zu senken und die jährliche Kürzung zu erhöhen. Bis 2030 soll die CO₂-Reduktion im EU-EHS-Bereich gegenüber 2005 61 Prozent betragen. Ein weiterer Vorschlag ist, die kostenlosen Emissionszertifikate für den Luftverkehr schrittweise abzuschaffen und das internationale System zur Verrechnung und Reduzierung von Kohlenstoffdioxid für die internationale Luftfahrt (COR-SIA) umzusetzen. Weiter sollen Schifffahrtsemissionen erstmals in das EU-EHS einbezogen werden. Die Kommission schlägt auch vor, den Innovationsfonds und den Modernisierungsfonds, die mit Erlösen aus der Versteigerung der Emissionsrechte alimentiert werden, aufzustocken.
- **Neue EHS im Strassenverkehr und Gebäudesektor:** Um die fehlenden Emissionsreduktionen im Strassenverkehr und im Gebäudesektor anzugehen, sollen zwei neue, separate Emissionshandelssysteme für die Treib- bzw. Brennstoffversorgung in diesen Sektoren eingeführt werden. Sie sollen künftig fusioniert werden, wenn sich die Emissionsreduktionskosten sektorenübergreifend angenähert haben.
- **CO₂-Grenzausgleichssystem:** Dieses neue Instrument sieht vor, einen CO₂-Preis für Importe bestimmter Produkte in die EU einzuführen. Dies soll sicherstellen, dass europäische Emissionsenkungen zu einem weltweiten Emissionsrückgang beitragen, anstatt dass CO₂-intensive Industrieproduktion aus Europa abwandert. Ausserdem soll das System nach Angaben der Kommission Industrieunternehmen in Drittländern und die internationalen Partner der EU dazu motivieren, Schritte in dieselbe Richtung zu unternehmen. Der Kommissionsvorschlag sieht vor, dass das Grenzausgleichssystem künftig die bestehende Gratisallokation von Emissionsrechten vollständig ablösen soll.
- **Emissionsvorschriften für Fahrzeuge:** Strengere CO₂-Emissionsvorschriften für Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge sollen den Übergang zur emissionsfreien Mobilität beschleunigen: Die Kommission schlägt vor, dass ab 2030 die durchschnittlichen jährlichen Emissionen neuer Personen- und Lieferwagen um 55 und ab 2035 um 100 Prozent niedriger sein müssen als 2021. Im Ergebnis müssen alle ab 2035 neu zugelassenen Personen- und Lieferwagen emissionsfrei sein.
- **Energiebesteuerung:** Der Vorschlag für die überarbeitete Energiebesteuerungsrichtlinie sieht vor, dass die Besteuerung von Energieerzeugnissen auf die Energie- und Klimapolitik der EU abgestimmt wird. So sollen Mindeststeuersätze erhöht, die Energiebesteuerung harmonisiert und überholte Steuerbefreiungen oder -reduktionen u.a. zu Gunsten fossiler Energieträger abgeschafft werden. Die Verträge der EU sehen für diese fiskalischen Fragen keine Kompetenz vor, wodurch die Genehmigung dieser Richtlinie im Gegensatz zu den anderen Legislativvorschlägen die Einstimmigkeit der Mitgliedsstaaten erfordert.
- **Erneuerbare Energien:** Die Revision der Richtlinie über erneuerbare Energien sieht vor, das auf EU-Ebene verbindliche Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 40 Prozent zu erhöhen. Zudem werden spezifische

ENTWICKLUNGEN IN DER EU: DER «EUROPEAN GREEN DEAL»

Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Verkehr, Heizung und Kühlung, Gebäude und Industrie vorgeschlagen. Weiter sieht die Revision vor, die Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Biomasse zu verstärken. Auch müssen die Mitgliedstaaten Förderregelungen für Biomasse so ausgestalten, dass der Grundsatz der Kaskadennutzung für Holzbiomasse gewahrt wird.

- **Energieeffizienz:** Um den Energieverbrauch insgesamt zu senken, Emissionen zu verringern und die Energiearmut zu bekämpfen, sieht die Revision der Energieeffizienz-Richtlinie ein ehrgeizigeres, auf EU-Ebene verbindliches Jahresziel für die Senkung des Energieverbrauchs auf der EU-Ebene vor²². Die Richtlinie dient als Richtschnur für die Festlegung der indikativen nationalen Beiträge an das unionsweite Effizienzziel. Die jährliche Verpflichtung zu Einsparungen beim Endenergieverbrauch wird neu mit 1,5 Prozent fast verdoppelt. Der öffentliche Sektor muss jährlich 3 Prozent seines Gebäudebestands renovieren.
- **CO₂-Emissionsreduktion im Non-ETS-Bereich:** Eine Revision der EU-Lastenausgleichsverordnung passt die verbindlichen, nationalen CO₂-Reduktionsziele im Non-ETS-Bereich dem verschärften EU-weiten Ziel von 40 Prozent bis 2030 gegenüber 2005 an. Bei der Verteilung der Lasten wird die Ausgangsbasis der einzelnen Mitgliedsstaaten sowie deren wirtschaftliche Leistungsfähigkeit mitberücksichtigt.
- **Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:** Eine Revision der LULUCF-Verordnung soll u.a. sicherstellen, dass die Landnutzung bis 2030 zu einer Entfernung von 310 Mio. Tonnen CO₂ aus der Atmosphäre führt.
- **Verordnung für Infrastruktur für alternative Treibstoffe:** Mit dem Legislativvorschlag soll die bisherige Richtlinie neu in eine Verordnung gefasst werden. Nach Ansicht der Kommission kann nur eine Verordnung dem dringenden Bedarf des Markthochlaufs für Infrastruktur gerecht werden (Verordnungen der EU gelten ab Inkrafttreten automatisch in der gesamten EU). Der Rechtsakt enthält detaillierte Vorschriften für die Mitgliedsstaaten zum Aufbau von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

inkl. -schiffe, Wasserstoff- und LNG-Tankstellen sowie Vorgaben zu Abrechnung, Preisgestaltung und Datenlieferungen für Betreiber der Lade- und Tankstelleninfrastruktur.

Die Kommission hatte den «**European Green Deal**» am 11. Dezember 2019 vorgestellt. Herzstück dieser umfassenden Strategie ist das Ziel der EU, bis 2050 erster klimaneutraler Kontinent zu werden. Der Europäische Rat beschloss im Dezember 2019 die Klimaneutralität 2050 (Quellen: COM(2019) 640 final)/Europäischer Rat, 2019).

Das **Europäische Klimagesetz** setzt die Verpflichtung der EU zur Klimaneutralität und das Etappenziel, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu senken, in bindendes Recht um. Das Gesetz trat im Juli 2021 in Kraft²³.

Die Entwicklungen in der EU im Rahmen des «Green Deal» sind **auch für die Schweiz von Interesse**. Sie weisen verstärkt die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte auf, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Viele Aspekte des Green Deals, insbesondere jene zur Finanzierung, sind EU-intern. Gleichzeitig gilt es, die weitere Konkretisierung genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren. So ist die Schweiz auch in verschiedenen Bereichen vom Paket «Fit for 55» betroffen, namentlich bei der Revision des EU-ETS, welches seit Anfang 2020 mit dem Schweizer Emissionshandelssystem verknüpft ist. Beim CO₂-Grenzausgleichssystem ist die Schweiz gemäss Verordnungsvorschlag der Kommission aufgrund der Verknüpfung der Emissionshandelssysteme ausgeschlossen – die Grenzausgleichsabgabe wird beim Export von Schweizer Produkten in die EU also nicht erhoben; zu beobachten sind mögliche Auswirkungen des neuen CO₂-Grenzausgleichssystems auf die gesamten Lieferketten von Schweizer Produzenten. Weiter ist zu prüfen, wie die Schweiz mit den neuen Emissionsvorschriften für Fahrzeuge ab 2025 umgeht.

22 Reduktion von 9 Prozent gegenüber einem aufdatierten Referenzszenario für das Jahr 2020; die Reduktion entspricht einem absoluten Niveau des Endenergieverbrauchs bis 2030 von 787 Mio. t Rohöl-Äquivalenten (Mtoe) und einem Primärenergieverbrauch von 1023 Mtoe.

23 Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 («Europäisches Klimagesetz»).

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November 2021 zur 26. UNO-Klimakonferenz in Glasgow (COP26) getroffen. An der Konferenz wurden die Staaten dazu aufgerufen, bis Ende 2022 ihre Klimaziele für die Zeit bis 2030 zu erhöhen. Im verabschiedeten Text bekräftigen die Länder zudem erstmals, Kohleenergie, deren Emissionen nicht technisch abgefangen werden, und ineffiziente Subventionen für fossile Energien wie Öl und Gas abzubauen. Die Schweiz begrüsst diese Stossrichtung, wie das UVEK in einer Medienmitteilung vom 14. November 2021 schreibt. Sie hatte sich an der Konferenz jedoch für den vollständigen Abbau jeglicher Art von Subventionen für diese Energieträger und für die Abkehr jeglicher Art von Kohlenutzung eingesetzt. Eine Lösung gefunden wurde bei der Frage der Emissionsverminderungen im Ausland. An der COP26 wurden Regeln verabschiedet, welche die doppelte Anrechnung zwischen den Staaten verhindern. Die Emissionsverminderungen können auch zwischen den Staaten und dem CO₂-Kompensationssystem der Flugbranche (CORSIA) nicht doppelt angerechnet werden. Auch Private können sich mit freiwilligen Klimaschutzprojekten an diesem Markt ohne Doppelzählung beteiligen. Diese Verminderungen dürfen aber nicht an die Klimaziele der Staaten angerechnet werden. Ein Erfolg für die Schweiz, die sich an der Konferenz gegen die Doppelzählung eingesetzt hat und anhand ihrer bilateralen Klimaschutzabkommen aufzeigen konnte, dass eine solche Regelung möglich ist. Die Schweiz setzt sich auch künftig für robuste Klimaschutzregeln ein, wie sie sie seit 2020 in mehreren bilateralen Klimaschutzabkommen mit Partnerländern festgehalten hat. An der COP26 hat sie zwei entsprechende Abkommen mit Vanuatu und Dominica unterzeichnet. Weitere solche Abkommen bestehen bereits mit Peru, Ghana, Senegal und Georgien. Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an

und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Alle 197 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 191 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert. US-Präsident Joe Biden leitete nach seiner Amtsübernahme im Januar 2021 die Rückkehr der USA zum Übereinkommen von Paris ein. Er machte damit den Entscheid seines Vorgängers von 2017, wonach sich die USA aus dem Übereinkommen zurückziehen wollten, rückgängig.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgas-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 hatten Bundesrat und Parlament eine Revision des CO₂-Gesetzes beschlossen. Die Schweizer Stimmbevölkerung hat diese Vorlage in der Referendumsabstimmung vom Juni 2021 jedoch verworfen. Die international eingereichte Zielsetzung bleibt aber auch nach der Ablehnung der Revision des CO₂-Gesetzes gültig. Der Bundesrat will nun bis Ende 2021 eine neue Gesetzesvorlage in die Vernehmlassung schicken, die dem Abstimmungsergebnis Rechnung trägt und eine möglichst breite Basis für die künftige Schweizer Klimapolitik schaffen soll. Seit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem wie bis

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung.

Anfang August 2021 veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) seinen 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels. Der jüngste Bericht bestätigt die Ergebnisse früherer IPCC-Berichte, namentlich den Beitrag der vom Menschen verursachten Treibhausgase zur Klimaerwärmung und den Zusammenhang zwischen dem Klimawandel und immer häufiger auftretenden Extremwetterereignissen wie Hitzewellen, Starkniederschlägen und Trockenphasen. 2018 hatte der Weltklimarat in einem Sonderbericht die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad aufgezeigt und verglich diese mit den Auswirkungen einer Erwärmung um 2 Grad. Der Bericht machte deutlich, dass bereits ab einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad mit gravierenden Veränderungen der Ökosysteme gerechnet

werden muss und dass die Veränderungen bei einer zusätzlichen Erwärmung auf 2 Grad noch deutlich zunehmen. Um die globale Erwärmung auf 1,5 Grad zu beschränken, muss bereits gegen Mitte des Jahrhunderts eine CO₂-Emissionsbilanz von Netto-Null erreicht werden. Der Bundesrat beschloss aufgrund dieser Erkenntnisse im 2019, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher (sog. Senken) aufnehmen können. Dies bedeutet Netto-Null Emissionen bis zum Jahr 2050. Dieses Klimaziel stellt sicher, dass die Schweiz ihren Beitrag zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung auf maximal 1,5 Grad leistet. Der Bundesrat hat im Januar die dazugehörige langfristige Klimastrategie verabschiedet. Im August 2021 hat er in der Botschaft zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative zudem vorgeschlagen, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen.

(Quellen: Bundesrat, 2021a+c+f+g+2020+2019a/UVEK, 2021/IPCC, 2018+2021).

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

Die Schweiz verhandelte seit 2007 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Seit Mitte 2018 ruhten die Verhandlungen, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Der Bundesrat hat im Mai 2021 entschieden, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Damit ist ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bis auf weiteres nicht absehbar.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentalateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarkt-Kopplung, Stromversorgungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt sowie Wasserstoff. Im Herbst 2021 veröffentlichten die Penta-Staaten ein gemeinsames Positionspapier zu einer künftigen Regulierung des Wasserstoffmarktes. Anfang Dezember nahm Bundesrätin Simonetta Sommaruga virtuell am Ministertreffen des Pentalateralen Energieforums teil; die Penta-Länder unterzeichneten an diesem Anlass gemeinsam eine Absichtserklärung zur Stromkrisenvorsorge («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»); diese ebnet den Weg für die weitere Zusammenarbeit der Penta-Länder in der Stromkrisenvorsorge und für die Entwicklung von solidarischen Massnahmen, die im Falle einer Krise regional eingesetzt werden können, gestützt auf eine entsprechende EU-Verordnung aus dem Jahr 2019. Wie die diesbezügliche Zusammenarbeit der Penta-Länder ausgestaltet wird, insbesondere auch mit der Schweiz, muss noch ausgehandelt werden.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich: Zur Vorbereitung der 26. Klimakonferenz in Glasgow nahm Bundesrätin Simonetta Sommaruga 2021 an verschiedenen Treffen teil und führte Gespräche mit wichtigen Verhandlungspartnerinnen und -partnern. Weiter brachte sie sich im April im vom US-Klima-Sonderbeauftragten John Kerry geleiteten Roundtable ein. Ein virtueller Arbeitsbesuch führte die UVEK-Vorsteherin im Juni nach Kalifornien, wo Klima-Energie und Verkehrsfragen auf dem Programm standen. Im September unterzeichnete sie in Senegal das vom Bundesrat verabschiedete Klimaabkommen zwischen den beiden Ländern, bei einem Besuch in Ghana beschleunigte die Bundesrätin gemeinsam mit den zuständigen Ministern die Umsetzung des vor einigen Monaten unterzeichneten Abkommens mit diesem Land. Im Oktober unterzeichneten die Schweiz und Georgien ein Klimaabkommen in Bern.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur (IEA). Seit März 2021 hat Bundesrätin Sommaruga Einsitz in der neuen «Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions» der IEA. Die Kommission will einen Beitrag leisten für ein globales Energiesystem, in dem die soziale Verträglichkeit der Transformation in ein sauberes Energiesystem im Mittelpunkt steht. Im Januar 2020 organisierte die Schweiz am Rande der Jahresversammlung der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) wie bereits 2019 einen Workshop zu Wasserkraft. Ferner hielt die Schweiz 2019 und 2020 Einsitz im Rat der IRENA, was auch für 2021 und 2022 vorgesehen ist.

(Quellen: Bundesrat, 2020+2021c+g/UVEK, 2021)

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2020):	Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and fourth biennial report under the UNFCCC.
BAFU (2021):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2019.
BAZL (2021):	Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2020 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2021a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020.
BFE (2021b):	Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2020.
BFE (2021c):	Bundesamt für Energie, Energieforschungstatistik 2019.
BFE/Swissgrid (2021):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2021):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2020.
BFS/BAFU/ARE (2021):	Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
Bundesrat (2013):	Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBI 2013 7561.
Bundesrat (2016):	Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBI 2016 3865.
Bundesrat (2019a):	Medienmitteilung vom 28. August 2019 zum Klimaziel 2050 (Netto-Null Emissionen) der Schweiz.
Bundesrat (2019b):	Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBI 2019 7203.
Bundesrat (2020):	Medienmitteilungen zu Abkommen zwischen der Schweiz und Peru bzw. Ghana im Bereich Klimaschutz.
Bundesrat (2021a):	Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
Bundesrat (2021b):	Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2021 1666.
Bundesrat (2021c):	Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik), BBI 2021 1972.
Bundesrat (2021d):	Medienmitteilung vom 11. August 2021 zum Mandat der Schweizer Delegation an der 26. UNO-Klimakonferenz.
Bundesrat (2021e):	Medienmitteilung vom 26. Mai 2021 über die Beendigung der Verhandlungen über das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU.
Bundesrat (2021f):	Medienmitteilung vom 17. September 2021 über das weitere Vorgehen in der Klimapolitik.
Bundesrat (2021g):	Medienmitteilungen zu Abkommen zwischen der Schweiz und Senegal, Georgien und Dominica im Bereich Klimaschutz.
Bundesrat (2021h):	Medienmitteilung vom 13. Oktober 2021 zur Vorsorgeplanung des Bundesrats für die Stromversorgungssicherheit.
Bundesrat (2021i):	Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

COM(2019) 640 final:	Mitteilung der Kommission zum europäischen Grünen Deal.
COM(2021) 550 final:	Mitteilung der Kommission «Fit für 55»: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030.
COM(2021) 660 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support.
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, i.A. des BAFU.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.
ElCom (2021a):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2020.
ElCom (2021b):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Termin- und Spotmarktberichte.
ElCom (2021c):	Bericht zu Händen UVEK/Bundesrat über netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität.
EU (2021):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.
Europäisches Parlament (2020):	Medienmitteilung vom 8. Oktober 2020 zum EU-Klimagesetz.
Europäischer Rat (2019):	Schlussfolgerungen Tagung vom 12. Dezember.
Europäischer Rat (2021):	Schlussfolgerungen Tagung vom 21. und 22. Oktober.
Frontier Economics (2021):	Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.
IPCC (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.
OECD/IEA (2021a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2020.
OECD/IEA (2021b):	International Energy Agency, Oil 2021: Analysis and Forecasts to 2026.
OECD/IEA (2021c):	International Energy Agency, Gas Market Report Q3-2021; including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024.
OECD/IEA (2021d):	International Energy Agency, Electricity Market Report July 2021.
Prognos (2012):	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020):	Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2021a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2021b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025.
UVEK (2021):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
WEKO (2020):	Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

- | | | |
|-----------|----------------------|--|
| 8 | Abbildung 1: | Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) |
| 10 | Abbildung 2: | Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) |
| 12 | Abbildung 3: | Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh) |
| 13 | Abbildung 4: | Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh) |
| 17 | Abbildung 5: | Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021) |
| 20 | Abbildung 6: | Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2021 in Jahren |
| 24 | Abbildung 7: | Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) |
| 26 | Abbildung 8: | Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern |
| 28 | Abbildung 9: | Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch |
| 29 | Abbildung 10: | Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %) |
| 33 | Abbildung 11: | Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) |
| 35 | Abbildung 12: | Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet) |
| 37 | Abbildung 13: | Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet) |
| 40 | Abbildung 14: | Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf) |
| 42 | Abbildung 15: | Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne internat. Flugverkehr) |
| 44 | Abbildung 16: | Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) |

IMPRESSUM

DEZEMBER 2021

**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