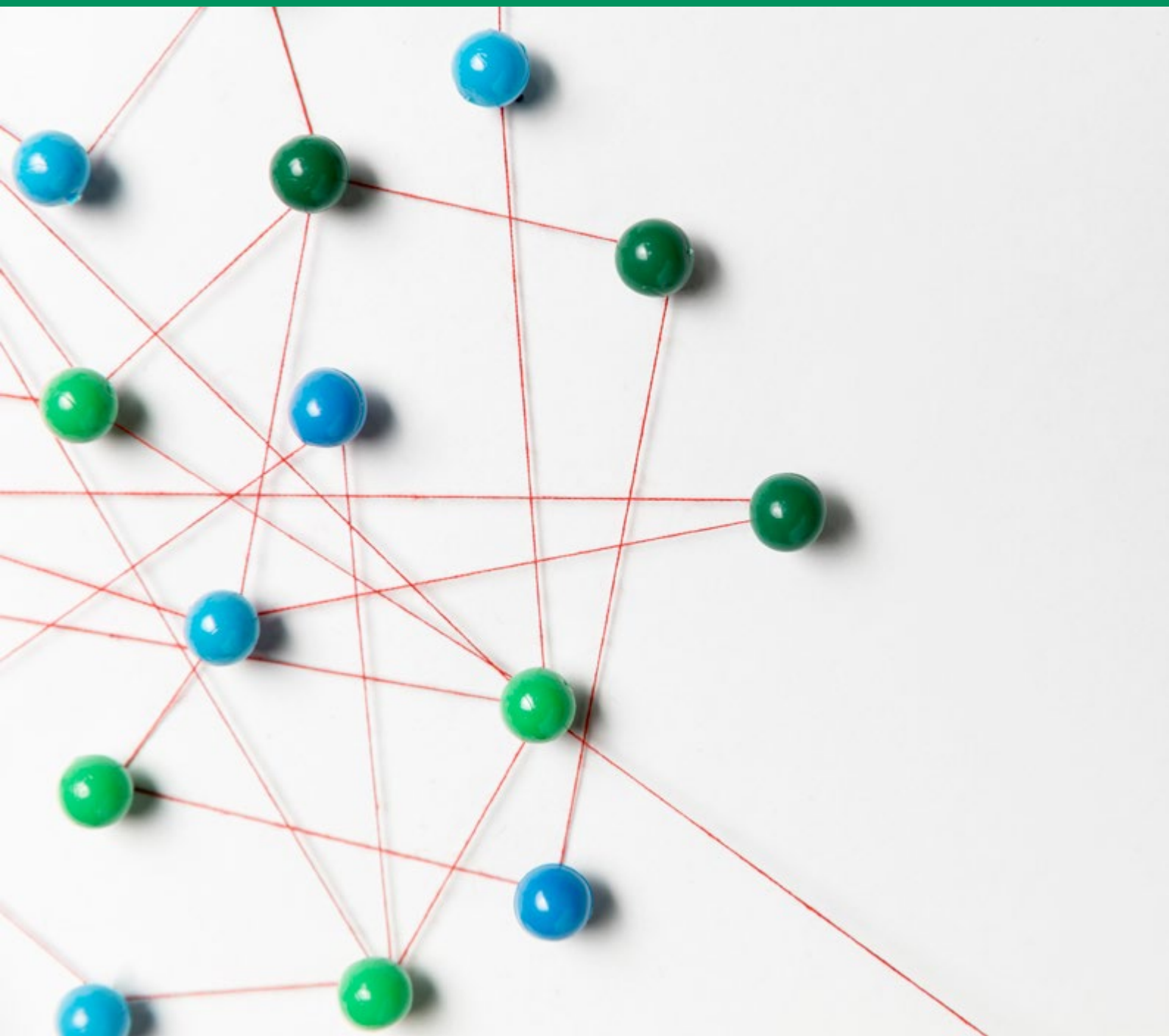




ENERGIESTRATEGIE 2050

MONITORING-BERICHT

2020 KURZFASSUNG



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

INHALTS- VERZEICHNIS

4 EINLEITUNG

► 7 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

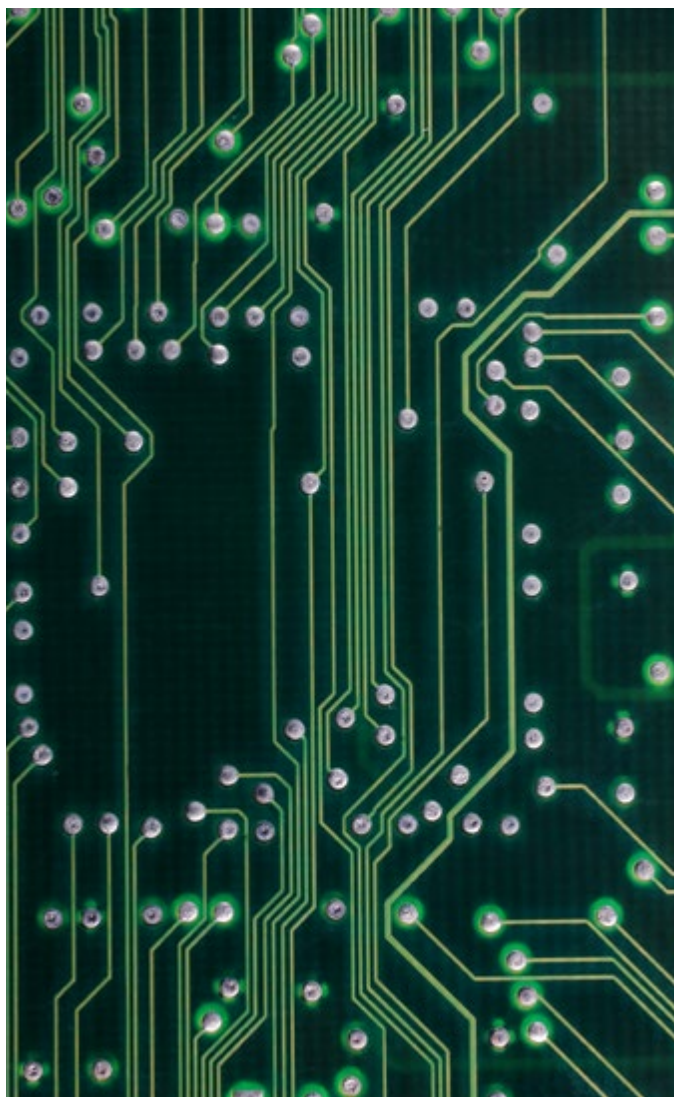
- 8 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 9 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 10 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 11 Stromproduktion aus Wasserkraft

► 12 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 13 Status und Dauer der Netzevorhaben im Übertragungsnetz
- 24 Erdverlegung von Leitungen
- 26 Intelligenter Zähler (Smart Meter)

► 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 28 Diversifizierung der Energieversorgung
- 29 Auslandsabhängigkeit
- 30 System Adequacy





INHALTS- VERZEICHNIS

► 32 **THEMENFELD** **AUSGABEN UND PREISE**

- 33 Endverbraucherausgaben für Energie
- 34 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

► 38 **THEMENFELD** **CO₂-EMISSIONEN**

- 39 Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf
- 40 Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

► 41 **THEMENFELD** **FORSCHUNG + TECHNOLOGIE**

- 42 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

► 43 **THEMENFELD** **INTERNATIONALES UMFELD**

- 44 Entwicklung der globalen Energiemärkte
- 46 Entwicklungen in der EU: Der «European Green Deal»
- 48 Internationale Klimapolitik
- 50 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

51 LITERATUR- UND QUELLEN- VERZEICHNIS

54 ABBILDUNGSVERZEICHNIS





► EINLEITUNG

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz ihre Energiepolitik neu ausgerichtet. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen und das Schweizer Energiesystem bis 2050 sukzessive umzubauen. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden. Die Energieeffizienz soll künftig deutlich erhöht, der Anteil der erneuerbaren Energien gesteigert und die energiebedingten CO₂-Emissionen gesenkt werden. Zudem dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke mehr erteilt werden (Bundesrat, 2013).

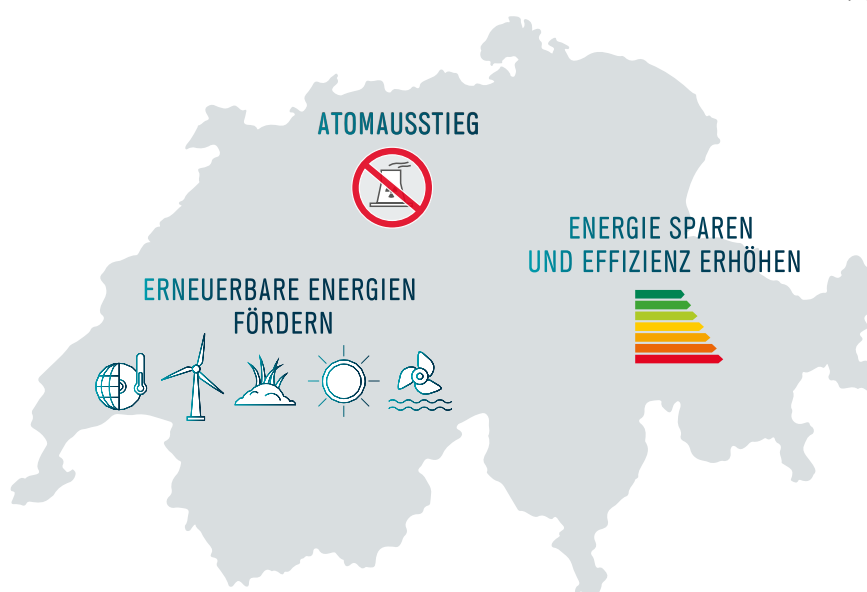
Fortsetzung ►►►

Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 die neue Energiegesetzgebung an, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Der Bundesrat schlägt im Weiteren mit einer Änderung des Stromversorgungsgesetzes vor, den Strommarkt für alle Kunden zu öffnen, um die dezentrale Stromproduktion zu stärken und die erneuerbaren Energien besser in den Strommarkt zu integrieren. Zudem möchte der Bundesrat im Rahmen einer vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes die Förderbeiträge für einheimische erneuerbare Energien verlängern und wettbewerblicher ausgestalten; damit soll der Strombranche die nötige Planungs- und Investitionssicherheit gegeben sowie die Versorgungssicherheit gestärkt werden (Bundesrat, 2020a+b+2018).

Da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden, hängt die Energiestrategie eng mit der Klimapolitik zusammen. Im Fokus steht hier die nächste Etappe mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes (Bundesrat, 2017), die das Parlament in der Herbstsession verabschiedet hat und welche die nationale Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris bis 2030 vorsieht. Die Schweiz hat sich dabei verpflichtet, bis zu diesem Zeitpunkt ihre Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Aufgrund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse des Weltklimarates (IPCC) hat der Bundesrat am 28. August 2019 im Weiteren entschieden, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null Emissionen); gleichzeitig hat er die Verwaltung beauftragt, eine entsprechende langfristige Klimastrategie 2050 auszuarbeiten (Bundesrat, 2019a).

Quelle: BFE/heyday



Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet massgebliche Entwicklungen und Fortschritte, misst den Grad der Zielerreichung und untersucht die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Massnahmen. Es ermöglicht, bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie.

Der hier vorliegende Monitoring-Bericht für das Jahr 2020 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2019)¹ behandelt ausgewählte Indikatoren und deskriptive Teile in folgenden sieben Themenfeldern, welche aus der Energiestrategie 2050, dem Energiegesetz und weiteren Vorlagen des Bundes (u.a. Strategie Stromnetze, Klimapolitik, Aktionsplan koordinierte Energieforschung) abgeleitet sind:

.....

► THEMENFELD	ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION
► THEMENFELD	NETZENTWICKLUNG
► THEMENFELD	VERSORGUNGSSICHERHEIT
► THEMENFELD	AUSGABEN UND PREISE
► THEMENFELD	CO₂-EMISSIONEN
► THEMENFELD	FORSCHUNG + 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.

¹ Mögliche Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf den Energiesektor sind in den Indikatoren mit Ausnahme der globalen Energiemärkte noch nicht enthalten.

► ENERGIE- VERBRAUCH 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 Kernkraftwerkskapazitäten teilweise kompensieren muss. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person bis 2020 und 2035 sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bis 2020 und 2035 sowie für Wasserkraft bis 2035 ab².

2 Die nachfolgend angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die Werte gemäss geltendem Energiegesetz. Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» werden diese Werte derzeit im Rahmen der laufenden Revision des Energiegesetzes überprüft, dies auf Basis der aktualisierten Energieperspektiven.

ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Index: 2000 = 100

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

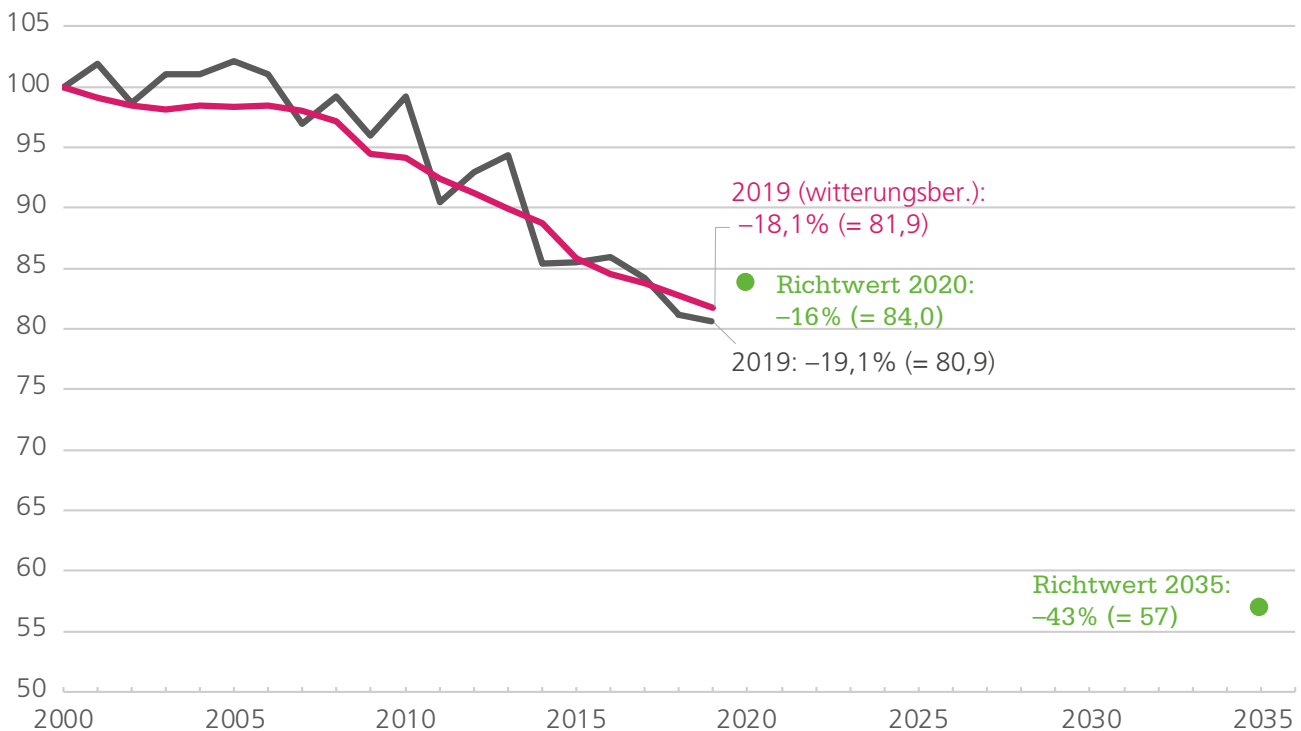


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs³ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Energieverbrauch 2019 um 1,5 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 19,4 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 16 Prozent und bis 2035 43 Prozent. 2019 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 87,1 Gigajoule (0,024 GWh) und damit 19,1 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 18,1 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (vgl. rote Kurve). 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 1,4 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 0,3 Prozent zugenommen. Das ist vorwiegend auf die kühlere Witterung zurückzuführen, entsprechend

nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr zu. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2019 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, welche seit 2000 zunehmend eine verbrauchsmindernde Tendenz aufweisen. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2019 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, seither ist dieser Effekt aber wieder von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2020a/BFS, 2020/BAZL, 2020/Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

³ 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

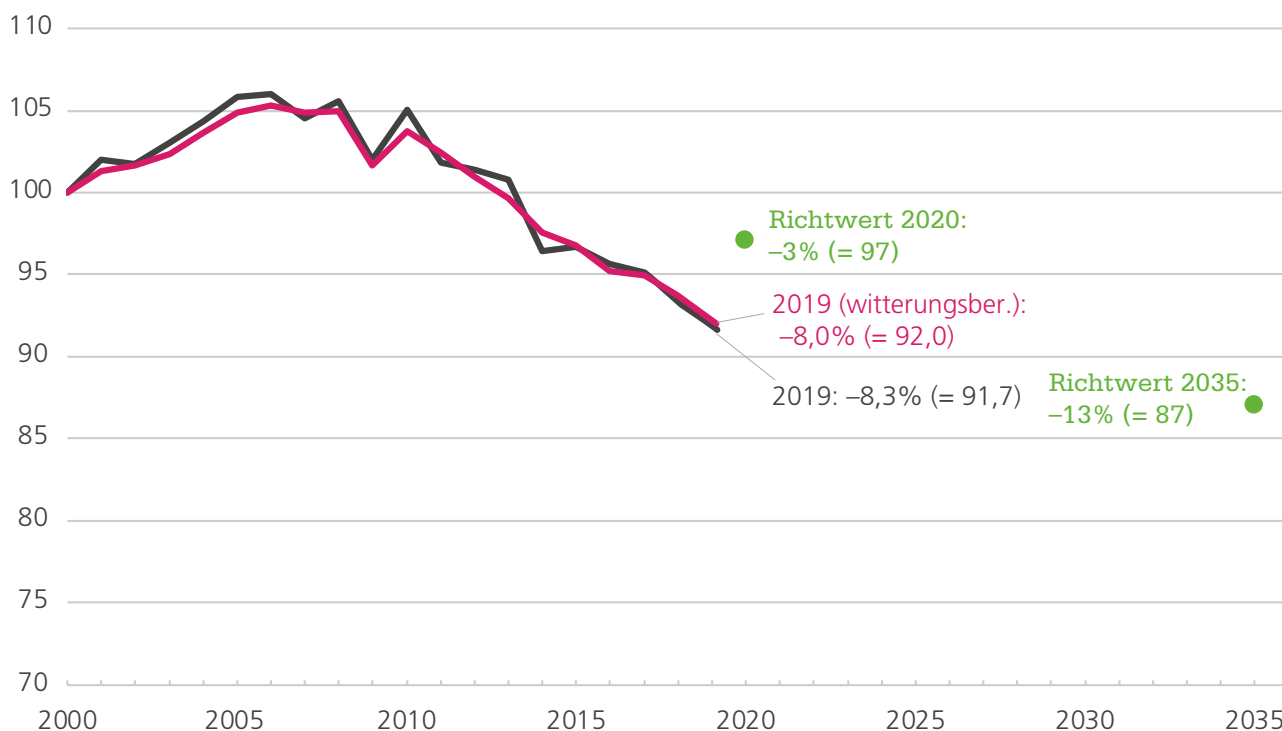


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs⁴ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2019 um 1,0 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 14,6 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2019 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,6 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 8,3 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 8,0 Prozent (vgl. rote Kurve). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. Der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 0,4 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 (–13%) erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug

in den letzten 10 Jahren rund 1,0 Prozent pro Jahr. 2019 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 0,8 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang sind hauptsächlich der technologische Fortschritt und politische Massnahmen. Die kühlere Witterung hatte nur eine leicht verbrauchsteigernde Wirkung auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2019 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, 2020a/BFS, 2020/Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

⁴ Ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

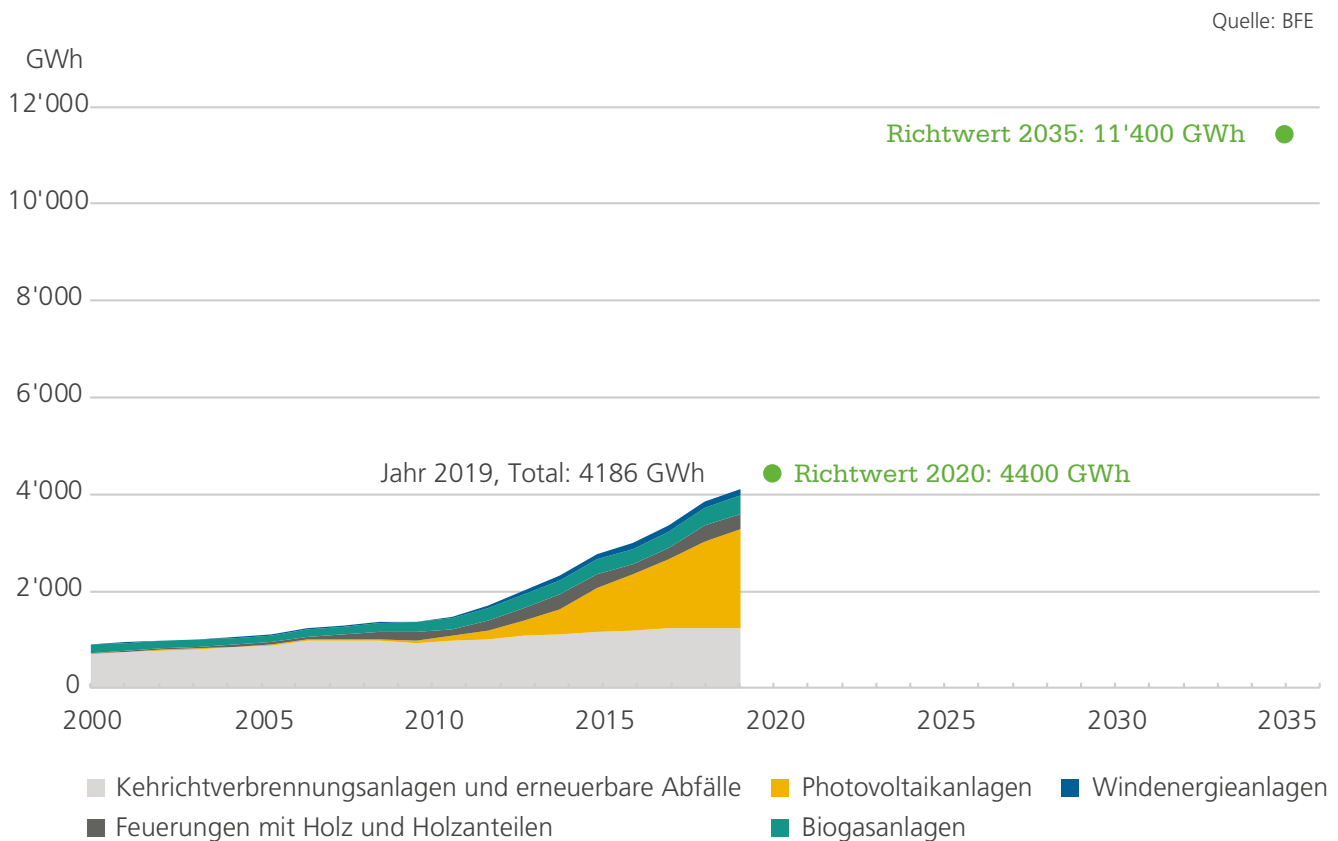


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2019 betrug die Produktion 4186 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Folglich wird zwischen 2010 und 2020 ein Nettozuwachs von rund 3000 GWh angestrebt. Davon sind im Berichtsjahr rund 92,9 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 309 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt ebenfalls bei 309 GWh pro Jahr. Im kommenden Jahr ist ein Nettozuwachs von 214 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 von 4400 GWh zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein höherer Nettozuwachs von 451 GWh pro Jahr erforderlich. Die Aufteilung nach Techno-

logien zeigt, dass seit 2010 insbesondere die Photovoltaik (PV) absolut gesehen stark zugelegt hat. Rund 52 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion bei. Ebenfalls zugenommen hat die Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen, welche mit 28,1 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion beiträgt. Die Stromproduktion aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen erhöhte sich ebenfalls seit 2010 (Anteil 2019: 7,5%). Nur leicht geringer ist der Zuwachs bei der Stromproduktion aus Biogas (Anteil 2019: 8,9%). Die Windenergie ihrerseits hat seit 2010 ebenfalls zugenommen, sie macht mit 3,5 Prozent jedoch nach wie vor einen geringen Anteil der erneuerbaren Stromproduktion aus. Zurzeit wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2020a).

STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

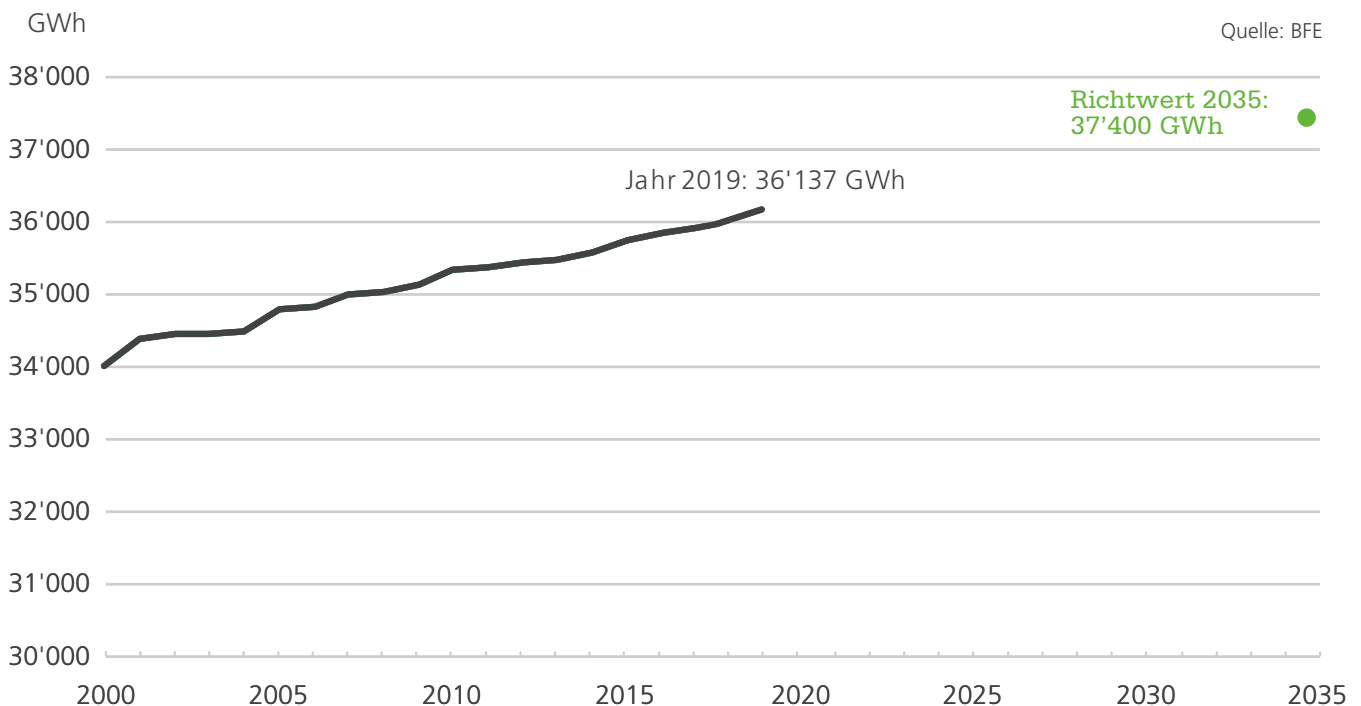


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung⁵ von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)

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. 2019 (Stand 1.1.2020) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'137 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 38,3 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 151 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 90 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich

ein Nettozuwachs von 79 GWh notwendig. Gemäss der im 2019 aktualisierten Abschätzung des BFE zum Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung ist dieser Richtwert nach heutigem Stand zwar erreichbar, allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden; in der Analyse nicht berücksichtigt wurden derweil das Potenzial von neuen Gletscherseen sowie das Potenzial von Projekten, welche die Elektrizitätswirtschaft aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegte (Quellen: BFE, 2020b+2019).

5 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 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 Netzevorhaben 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 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 Netzevorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und 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 Leitun-

gen 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 der Entscheidung zur Festsetzung des Planungskorridors durch den Bundesrat im entsprechenden Objektblatt. Diese Festsetzung ist behördenverbindlich, d.h. die Behörden haben diese im Plangenehmigungsverfahren und bei ihren weiteren raumwirksamen Tätigkeiten zu berücksichtigen.

Bauprojekt: Nach der Festsetzung des Planungskorridors wird das Netzevorhaben von Swissgrid in einem

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat im April 2015 eine strategische Netzplanung vorgelegt⁶, 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 sowie von weiteren wichtigen Projekten. Der Fokus liegt auf den in **Abbildung 5** dargestellten Leitungsprojekten:

⁶ vgl. www.swissgrid.ch/netz2025

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

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

ob das 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 ⁷	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁸
1. Chamoson–Chippis	▪ 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)	▪ 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	▪ 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	2023
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel 4.2. Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	▪ 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 Versorgungseinganges	4.1. PGV ESTI 4.2. Realisierung (Mörel–Ernen)/in Betrieb (Ernen–Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn–Stalden)/PGV ESTI (Chippis–Agarn) 4.4. PGV ESTI	2029
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Obfelden–Mettlen	▪ 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	2030

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020)

⁷ Stand 15.09.2020⁸ Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁷	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁸
6. Bassecourt–Mühleberg	▪ 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	BVGer	2023
7. Magadino	▪ 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	▪ 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)	▪ 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. Vorprojekt (Hauptleitung) 9.2. SÜL	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	▪ 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	▪ 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	▪ Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille–Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf	Realisierung	2023

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020)

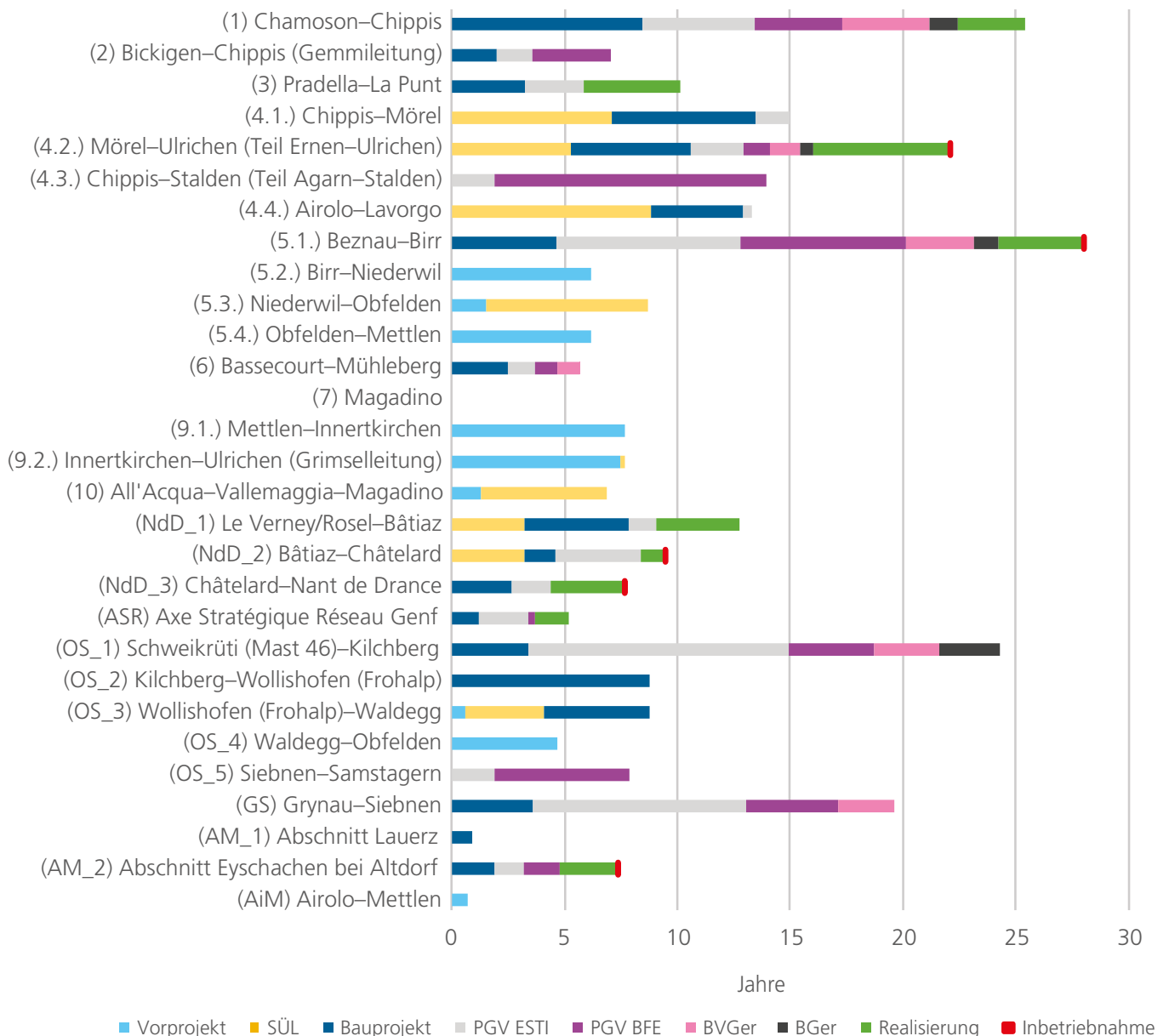
⁷ Stand 15.09.2020⁸ Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁷	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁸
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	- 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 BGer OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Vorprojekt OS_5 PGV BFE	2030
Grynnau–Siebnen	- 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	- 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	2028
Airola–Mettlen	- Möglichkeit zur Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels - Prüfung Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airola-Mettlen im Bereich Gotthard	Vorprojekt	2029

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020)

⁷ Stand 15.09.2020⁸ Gemäss Planung Swissgrid

Quellen: BFE, Swissgrid

Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzelemente auf Netzebene 1 per 15. September 2020 in Jahren⁹

Für die oben aufgelisteten Netzelemente ist in **Abbildung 6** die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schleifen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheidung bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden. Die Abbildung entspricht der Ausgangslage, wie sie sich nach bisherigem Recht präsentiert. Sie lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten, weil die entsprechende Gesetzgebung erst seit Anfang Juni 2019 mehrheitlich in Kraft getreten ist. Die neuen Bestimmungen zielen auf eine Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren ab.

⁹ **Methodische Anmerkungen:** a) bei Netzelementen 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 Häufigkeit der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

KURZBESCHREIBUNG DER EINZELNEN NETZVORHABEN (STAND: 15. SEPTEMBER 2020):

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 hat diesen Termin inzwischen auf Sommer 2022 verschoben, weil der Zugang zu Parzellen an einigen Maststandorten noch geklärt werden muss.

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. Bauprojekts- 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 2023 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis–Lavorgo

Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis–Lavorgo ist für das Jahr 2029 geplant. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

4.1. Chippis–Mörel

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.

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 am 26. März 2019 bestätigt hat. Das Bundesgericht wurde innerhalb der Frist nicht angerufen, damit ist der Entscheid rechtskräftig. Der Baustart ist erfolgt.

4.3. Chippis–Stalden

Für den Strangnachzug der Leitung ist das Plangenehmigungsgesuch für den Abschnitt Agarn–Stalden beim BFE in Bearbeitung (altrechtliches Verfahren, es wurde kein SÜL-Verfahren durchgeführt). Für den Abschnitt Chippis–Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) jedoch festgesetzt, dass dieser Abschnitt der Leitung parallel im Planungskorridor für die Rhonetalleitung geführt werden muss. Derzeit befindet sich das Projekt für den Abschnitt Chippis–Agarn im PGV beim ESTI.

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 2030 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. Obfelden–Mettlen

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, sofern es darauf eintrat. Sofern dieser Entscheid nicht ans Bundesgericht weitergezogen wird, kann mit einer Inbetriebnahme der Leitung Ende 2023 gerechnet werden.

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 Netzzorhabens ist aktuell für 2035 vorgesehen. Es ist in zwei Teilabschnitte gegliedert, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

9.1. Mettlen–Innertkirchen

Der Leitungsabschnitt befindet 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. Das Gesuch für die Durchführung des SÜL-Verfahrens für den Hauptteil der Leitung wird zu einem späteren Zeitpunkt erwartet.

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. Derzeit wird das SÜL-Verfahren für die Festsetzung des Planungskorridors durchgeführt. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen. Anschliessend werden die nicht mehr benötigten Leitungen rückgebaut.

WEITERE AUSGEWÄHLTE PROJEKTE

Der **Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance** ans Höchstspannungsnetz trägt zur Integration der neuen erneuerbaren Energien bei und ist daher aus Sicht der Energiestrategie 2050 wichtig. Das Vorhaben besteht aus drei Teilprojekten. Die ersten beiden Teilprojekte durchliefen ein rund dreijähriges SÜL-Verfahren, es folgten Bauprojekte (knapp fünf respektive eineinhalb Jahre) und Plangenehmigungsverfahren (gut ein Jahr respektive knapp vier Jahre). Das dritte Teilprojekt durchlief relativ zügige Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). 2017 und 2018 konnten die Freileitung *Châtelard–La Bâtiaz (NdD_2)* und die unterirdische Kabelleitung *Châtelard–Nant de Drance (NdD_3)* innerhalb der Kaverne als Verbindung zwischen dem Kraftwerk Nant de Drance und dem Unterwerk Châtelard fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Der dritte und letzte Abschnitt, die unterirdische Verbindung zwischen *Le Verney/Rosel–Bâtiaz (NdD_1)* ist noch im Bau; die Inbetriebnahme dieses Leitungsabschnitts ist für ca. 2022 vorgesehen. Das Kraftwerk konnte nach Angaben von Swissgrid dennoch bereits provisorisch ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, indem 2019 die Spannung einer der beiden bestehenden Freileitungen La Bâtiaz–Rosel von 220 auf 380 Kilovolt erhöht wurde.

Der Kanton Genf, der Flughafen Genf sowie eine private Investorengruppe planen im Raum des Flughafens mehrere städtebauliche Entwicklungsprojekte unter dem Namen **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Um dieses städtebauliche Projekt zu realisieren, wird die bestehende 220-kV-Leitung im Rahmen des Autobahnausbaus sowie des Wärme-/Kälteprojektes der SIG (Services Industriels de Genève) auf 4,5 km entlang der Autobahn und des Flughafens Genève verkabelt. Der Kanton Genf und die Investoren finanzieren das Projekt. Die Plangenehmigung konnte Ende März 2019, zweieinhalb Jahre nach Eingabe des Plangenehmigungsgesuches beim ESTI, durch das BFE erteilt werden (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Leitung soll nach heutiger Planung Ende 2023 in Betrieb gehen.

Das Projekt **Obfelden–Samstagern** sieht die Verstärkung der bestehenden Leitungen von 150 kV auf 380/220 kV vor. Zudem soll der Bahnstrom mit 132 kV teilweise auf derselben Leitung gebündelt werden. Das Vorhaben ist in verschiedene Abschnitte unterteilt: Beim Abschnitt *Wollishofen (Frohalp)–Waldegg* setzte der Bundesrat Ende 2015 nach einem dreieinhalbjährigen SÜL-Verfahren den Planungskorridor für eine Kabelleitung fest, das Bauprojekt ist in Vorbereitung. Der Abschnitt *Kilchberg–Wollishofen (Frohalp)* ist sachplanbefreit und die Linienführung wird ausgearbeitet. Nachdem das Bundesgericht beim Abschnitt *Schweikrüti (Mast 46)–Kilchberg* das Plangenehmigungsdossier ans BFE zurückgewiesen hatte, verfügte dieses den Bau einer Freileitung. Gegen diese Verfügung wurden beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerden eingereicht. Diese wurden im Februar 2020 abgewiesen und eine Freileitung verfügt. Gegen diesen Entscheid sind beim Bundesgericht Beschwerden eingegangen. Das Bundesgericht hat das Gesuch um aufschiebende Wirkung am 23. Juni 2020 abgewiesen. Der Schriftverkehr wurde am 25. September abgeschlossen. Die Leitung *Waldegg–Obfelden* ist eine bestehende mit 150 kV betriebene Leitung, für die im September 2016 der Nachweis der Einhaltung der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) für den Betrieb mit 220/380 kV erbracht wurde (ESTI). In Abstimmung mit dem Bau des Unterwerkes Waldegg will Swissgrid zu gegebener Zeit beim ESTI das Gesuch um Spannungserhöhung von 2x150 kV auf 2x220 kV einreichen. Der Abschnitt *Siebnen–Samstagern* ist seit 2014 im PGV BFE, die weiteren Schritte sind in Abklärung. Die Realisierung des Gesamtprojekts ist per 2030 vorgesehen.

Zwischen **Grynau** und **Siebnen** wird die bestehende 220-kV-Freileitung durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt. Das Vorhaben wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief ein knapp zehnjähriges PGV beim ESTI, welches das Dossier im Oktober 2006 ans BFE überwies. Dieses verfügte gut zwei Jahre später die Plangenehmigung, welche ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen wurde. Das Gericht wies das Verfahren ans BFE zurück und forderte eine Studie zur Erdverlegung der Leitung und eine anschliessende Neubeurteilung des Vorhabens. Auf Antrag von Swissgrid hat das BFE das Verfahren zwischen Ende 2013 und Ende

Juni 2020 mehrmals sistiert. Am 30. Juni 2020 reichte Swissgrid beim BFE ein überarbeitetes und aktualisiertes Plangenehmigungsdossier zur Genehmigung ein. Die Realisierung ist bis 2028 vorgesehen.

Im Urner Talboden verlegen Swissgrid und die SBB Hochspannungsleitungen. Ende 2001 hat die damalige Eigentümerin Alpiq ein Plangenehmigungsgesuch zur Totalsanierung des Teilabschnittes Ingenbohl–Mettlen der 380-kV-Leitung **Amsteg–Mettlen** eingereicht. Mittlerweile ist ein Grossteil der Leitung saniert, zuletzt konnte im Frühling 2008 der Abschnitt *Eyschachen bei Altdorf* in Betrieb genommen werden. Noch hängig ist der Abschnitt *Lauerz*, der sich momentan im Bauprojekt befindet. Auf SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die raumplanerischen Auswirkungen bereits im Rahmen des SÜL-Verzichtsgesuchs respektive auf kantonaler und kommunaler Ebene behandelt werden konnten. Die Auflagen aus dem SÜL-Verzicht werden weiter ausgearbeitet. Die Realisierung ist bis 2028 geplant.

Swissgrid plant im Rahmen der Ersatzplanung, die 220-kV-Freileitung **Airolo–Mettlen** zu erneuern. Unter dem Aspekt der Bündelung von Infrastruktur sieht die aktuelle Planung des zweiten Gotthardstrassentunnels einen separaten Werkleitungskanal unter der Fahrbahn vor. Swissgrid wird unter Berücksichtigung der Anrechenbarkeit der Investitionen prüfen, ob eine solche Variante umgesetzt werden kann. Die Verkabelung stellt eine Alternative zur Sanierung der Freileitung auf diesem Abschnitt vor.

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2020/Swissgrid, 2015).

ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

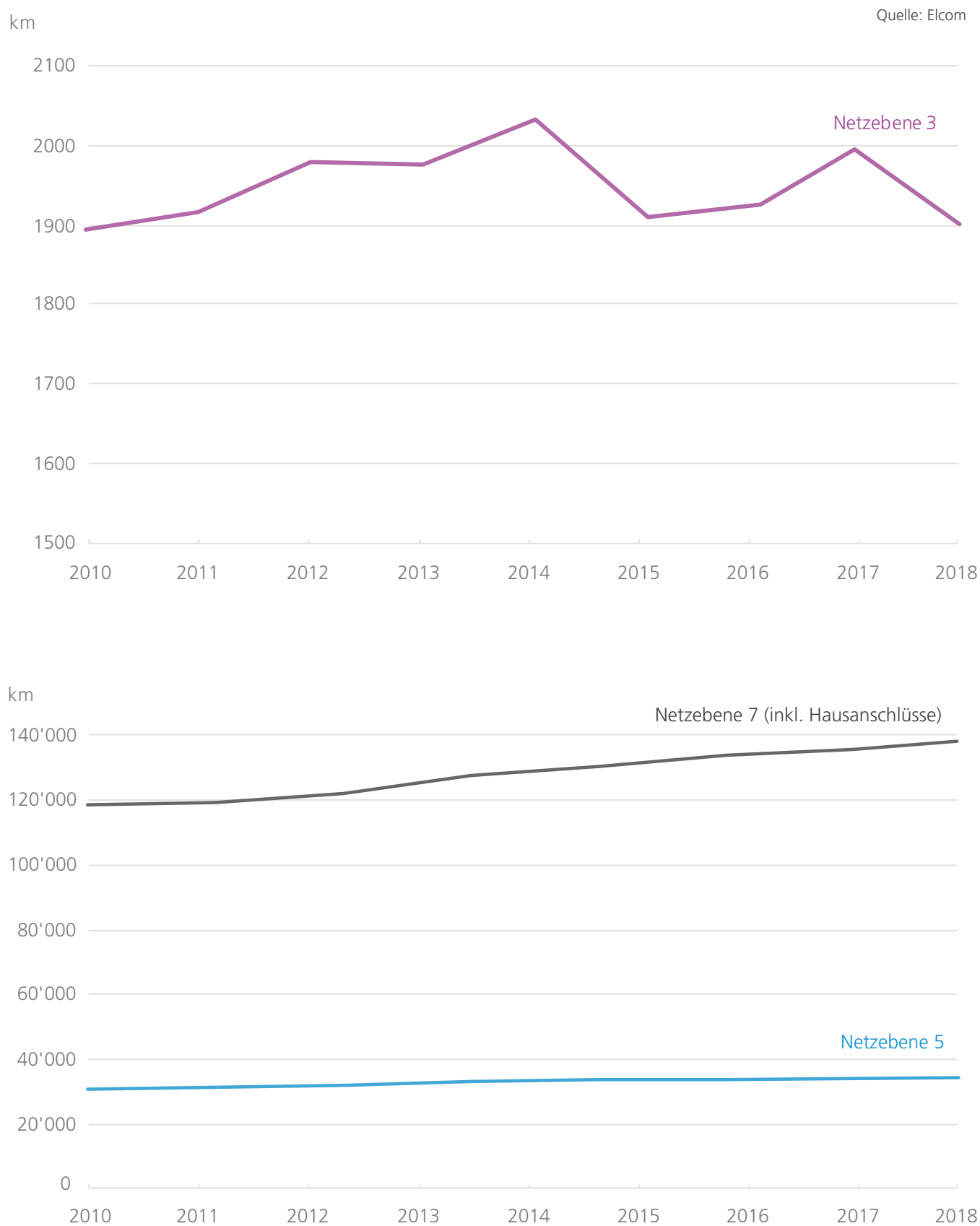


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

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 Kriterien¹⁰ 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 zeigt sich zwischen 2014 und 2015 sowie zwischen 2017 und 2018 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 198'231 Kilometern, wovon knapp 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 «Gäbi Hübel» 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 Netzzvorhaben «Bâtiaz–Le Vernay», wo der Bau einer neuen 2 x 380-kV-Kabelleitung als Ersatz für die bestehende 220-kV-Freileitung vorgesehen ist, die das Rhône-tal auf einer Länge von 1,3 Kilometern durchquert. 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 (Quellen: ElCom, 2020a/BFE/Swissgrid, 2020).

¹⁰ vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: www.bfe.admin.ch.

INTELLIGENTE ZÄHLER (SMART METER)

Anteile in %

Quelle: VNB-Umfrage

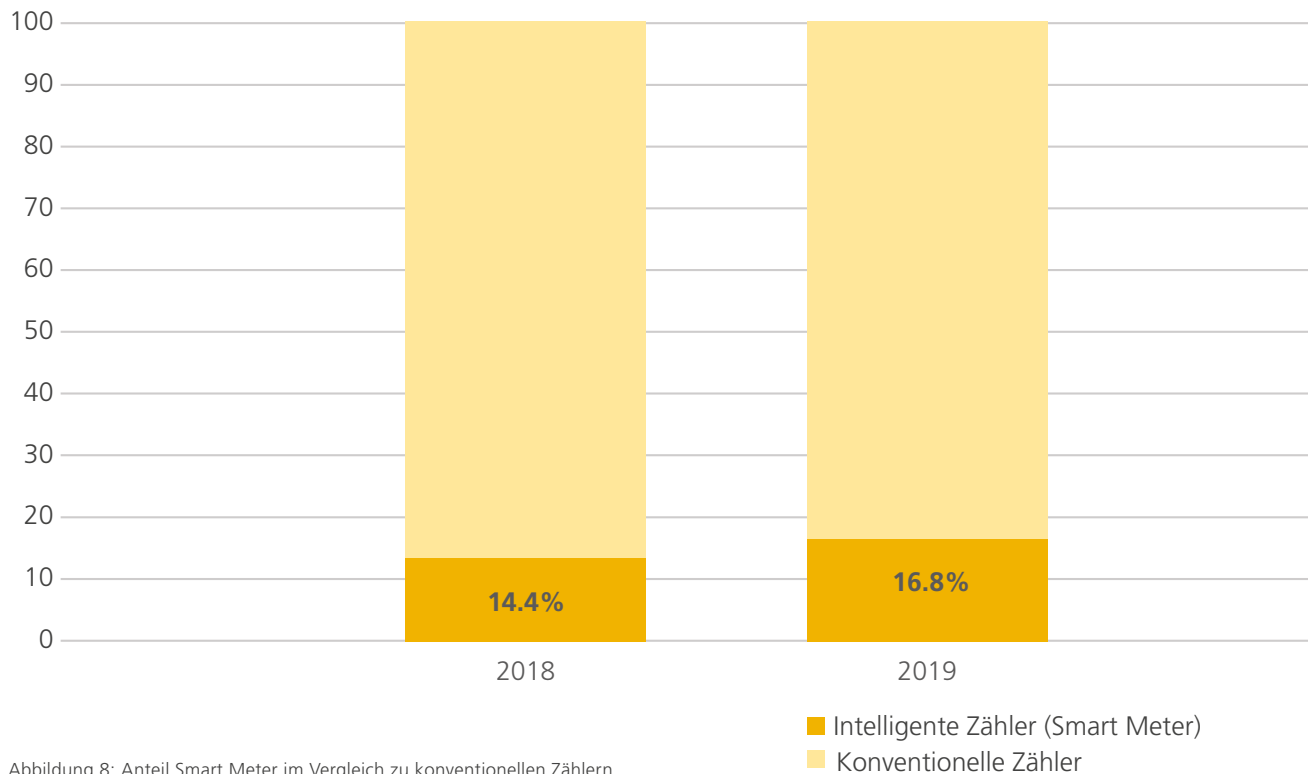


Abbildung 8: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern

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 sie tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. 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 Einfüh-

rung 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 Funktionsstauglichkeit im Einsatz stehen.

Im Jahr 2019 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit rund 944'220 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von knapp 17 Prozent, wie **Abbildung 8** zeigt (2018: gut 14%) (Quelle: VNB, 2020).

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



► **VERSORGUNGS- SICHERHEIT**

Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bisher hohe Energieversorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist 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 des Energiesystems ist zudem der Bereich Strom im Fokus.

DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

Abbildung 9 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtriebstoffe internationaler Flugverkehr) 2019 knapp die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 14 Prozent. Der Anteil der Erdölprodukte ging zwischen 2000 und 2019 um knapp 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+2,8%), Strom (+2,4%), Holz und Holzkohle (+1,4%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,9%) und Fernwärme (+1%). Im Vergleich zum Vorjahr gab es 2019 keine grösseren Abweichungen in der Aufteilung: Erdölbrennstoffe (−0,41%), Erdöltreibstoffen (−0,1%), Gas (+0,3%), Strom (−0,3%) und erneuerbare Energien (+0,2%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2020a).

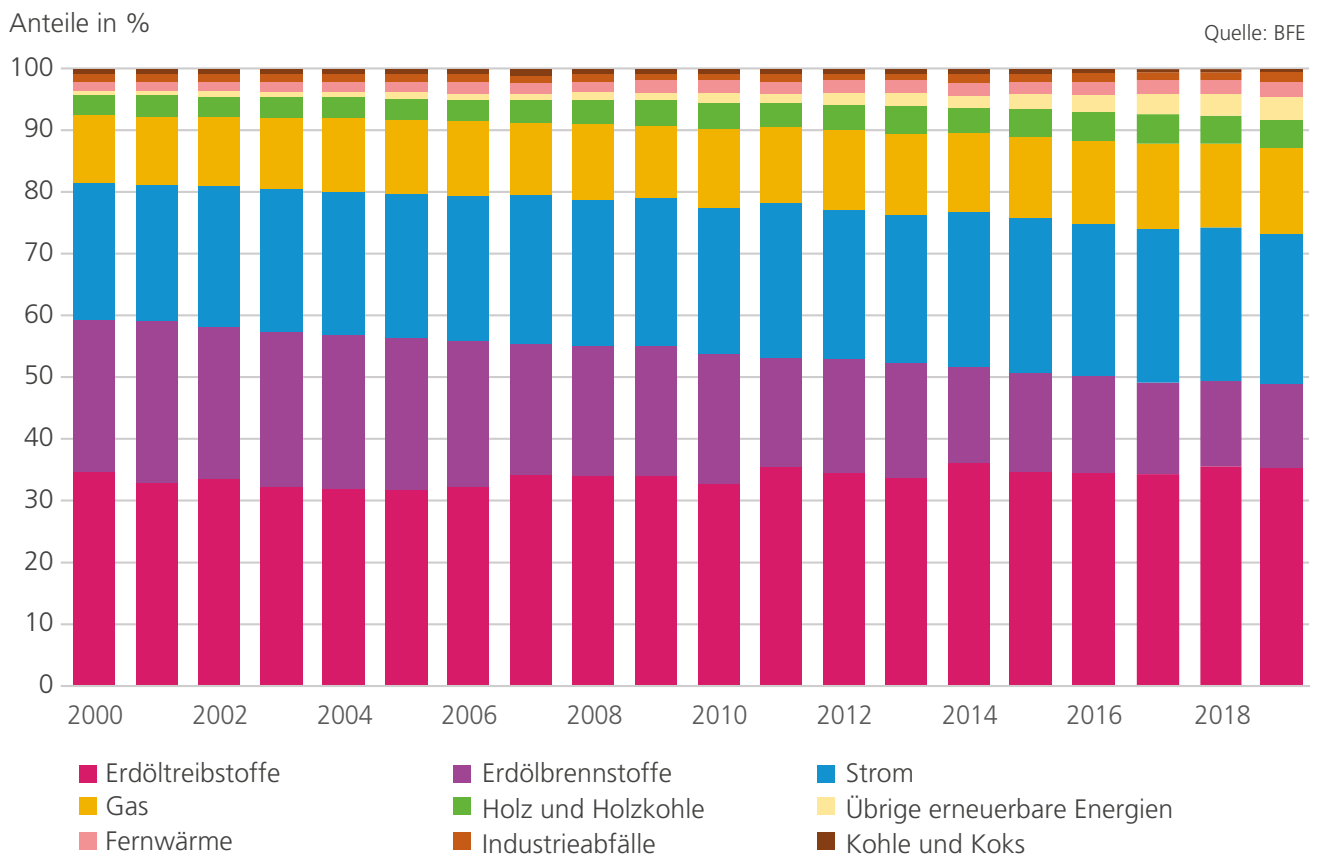


Abbildung 9: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

AUSLANDABHÄNGIGKEIT

Abbildung 10 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen eher 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, also aus nicht erneuerbaren Quellen. 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: 2019 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 74,6 Prozent (2018: 75,0% 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, 2020a/BFS/BAFU/ARE, 2020).

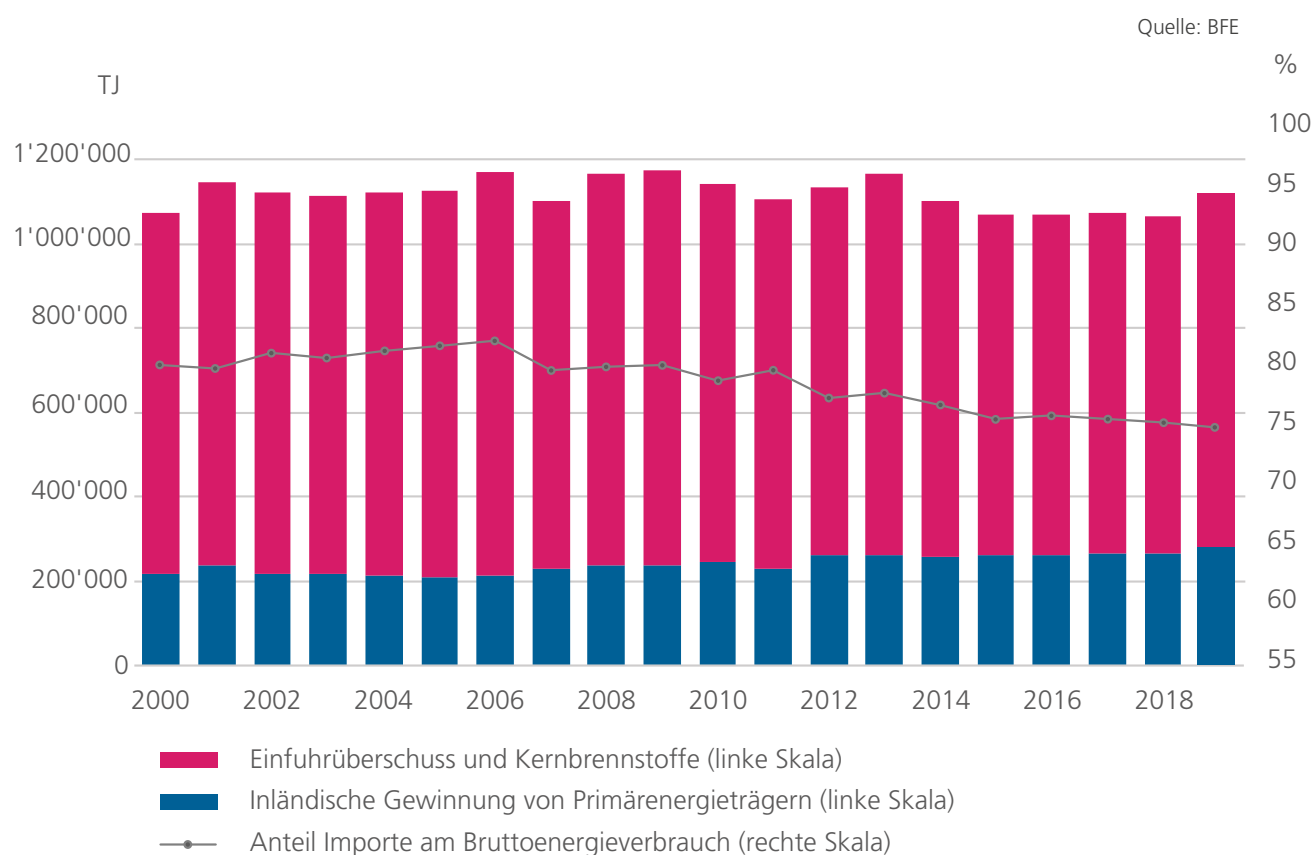


Abbildung 10: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch

SYSTEM ADEQUACY

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

2017 führten die ETH Zürich und die Universität Basel im Auftrag des BFE erstmals eine solche Studie für die Schweiz bis zum Jahr 2035 durch, 2019 erfolgte eine Aktualisierung der Studie mit einem um fünf Jahre verlängerten **Zeithorizont bis zum Jahr 2040**, welche Anfang 2020 publiziert wurde. Diese basiert wie bereits 2017 auf einer Palette von energiewirtschaftlichen Szenarien betreffend Angebots- und Nachfrageentwicklung in der Schweiz und in Europa. Die Ergebnisse der aktualisierten SA-Studie 2019 decken sich mit den Erkenntnissen der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2017: Für die erwarteten politischen Entwicklungen der Referenzszenarien zeigen sich keine Lastabwürfe¹¹ in der Schweiz, unabhängig von der nationalen Angebotsstruktur («Erneuerbare und Importe» oder «Konventionelle und Erneuerbare»). Diese Beurteilung gilt damit auch für die Zeit nach der Abschaltung der Kernkraftwerke in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus sowie eine Limitierung der Schweizer Importmöglichkeiten haben kaum Einfluss auf diese Versorgungslage. Ebenso zeigt sich keine Verschärfung der Schweizer Versorgungslage bei den ausgewählten europäischen Kapazitätsreduktionen (Kernkraftwerke in Frankreich, Kohlekraftwerke in Deutschland). Lokale Probleme treten erst bei ei-

nem deutlichen Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot auf, welche im Rahmen der Elektrifizierungsvariante analysiert wurden. In Kombination mit weiteren netz- und angebotsseitigen Variationen führte die erhöhte Nachfrage auch zu erhöhten Versorgungsproblemen. Unter diesen Bedingungen kann der Ausbau lokaler Schweizer Erneuerbaren-Kapazität einen Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit leisten, wobei das Problem der gesamteuropäischen Versorgungssicherheit bestehen bleibt. Die gute Versorgungslage der Schweiz basiert dabei auf zwei Säulen: *Erstens auf der guten Vernetzung der Schweiz mit den Nachbarländern.* In allen Szenarien ist die Schweiz zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen; während die Schweizer Wasserkraft v.a. exportorientiert operiert. Entsprechend sind die Verfügbarkeit von Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern entscheidend. In den Modellen selber wird die Netzkapazität entsprechend ihrer physischen Möglichkeiten abgebildet, welche mehr als ausreichend für den Schweizer Austauschbedarf sind. Mögliche Knappheiten auf der europäischen Exportseite können zweitens durch die *wichtige Säule der Schweizer Versorgung – der flexiblen Wasserkraft –* ausgeglichen werden: Durch sie kann auch in kritischen Szenarien die Last in der Schweiz gedeckt werden, da die stündliche und tägliche Nachfragedynamik im europäischen Stromsystem in der Regel genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz verfügbar hält.

Entsprechend ist die Schweiz in der Regel auch Exporteurin in den kritischen Versorgungsstunden, unabhängig von der eigenen lokalen Nachfragesituation. Ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien wird daher die Versorgungslage in der Schweiz positiv beeinflussen, da die zusätzliche Einspeisung – selbst wenn sie nicht zu Spitzenlastzeiten stattfindet – die Schweizer Flexibilität in Bezug auf Importbedarf und Wasserkrafteinsatz erhöht. Die Erkenntnisse der vorliegenden Studie und der SA 17 zeigen, dass für die Schweiz die Einbindung in den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa weiterhin zentral ist. Dank der verfügbaren Wasserkraftkapazitäten kann auf viele europäische

SYSTEM ADEQUACY

Entwicklungen reagiert werden, ohne signifikante Versorgungsprobleme befürchten zu müssen. Dennoch sollte gemäss der SA-Studie 2019 ein regelmässiges Monitoring der möglichen Entwicklungen in der Schweiz und in Europa fortgesetzt werden, um langfristig potenziell kritische Trends (z.B. deutlich höheres Nachfragewachstum ohne entsprechende Anpassung auf der Angebotsseite und den damit verbundenen benötigten Netzkapazitäten) rechtzeitig identifizieren und entsprechende notwendige Massnahmen ergreifen zu können. Der Bundesrat hat mit den Revisionen des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes zudem vorgeschlagen, das Förderinstrumentarium für Strom aus Wasserkraft und den neuen erneuerbaren Energien anzupassen und so zu den notwendigen Investitionen beizutragen; ausserdem soll im Sinne einer «Energieversicherung» eine Speicherreserve eingerichtet werden, um die Schweiz auch in unvorhersehbaren Extremsituationen sicher zu versorgen. Aus der vorliegenden SA-Studie 2019 sind im Weiteren bei der Elektrifizierungsvariante noch keine abschliessend belastbaren Ergebnisse verfügbar. System Adequacy Studien, welche den Aspekten einer längerfristig vollständigen Dekarbonisierung angemessen Rechnung tragen, müssen daher mindestens Entwicklungsszenarien für die Schweiz und die EU bis 2050 abbilden; dies insbesondere bezüglich Kraftwerkspark und Nachfrageentwicklung, hierfür angepasste Netzausbaupläne, sowie im Hinblick auf angepasste Nachfragedynamiken und Strukturparameter für flexibilitäts anbietende Technologien (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2019+2017/Bundesrat, 2020a+b).

Mitte Juni 2020 publizierte die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) eine SA-Studie mit **Zeithorizont 2030**. Aus den numerischen Resultaten lässt sich nach den Angaben der ElCom folgern, dass die System-Adäquanz in den wahrscheinlichen Szenarien (Basisszenario 2030 und Stressszenario 1–2030) durch den Markt gewährleistet werden kann. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass gerade für das wahrscheinliche Basisszenario von einer maximalen Verfügbarkeit der Schweizer Produktion und von Bandenergie in Frankreich ausge-

gangen wird. Da bis 2030 in Deutschland weiter Bandproduktion ausser Betrieb genommen wird, nimmt die Bedeutung der Verfügbarkeit der französischen (und schweizerischen) Produktion im Winterhalbjahr tendenziell zu. Die höhere steuerbare Produktion in Frankreich erscheint die wichtigste Verbesserung im Vergleich zur Situation 2025. Durch eine tiefere Wahrscheinlichkeit von Versorgungsengpässen in Frankreich nimmt auch das Risiko ab, dass Versorgungsengpässe in die Schweiz importiert werden. Die Resultate der Stressszenarien für 2030 zeigen aber auch, dass bei einer Verkettung unglücklicher Umstände Situationen mit nicht gelieferter Energie im Winterhalbjahr nicht ausgeschlossen werden können. Versorgungsprobleme ergeben sich bei den getroffenen Annahmen am ehesten im Winter, insbesondere wenn die beiden grossen Kernkraftwerke nicht verfügbar sein sollten (Quelle: ElCom, 2020b).

Ergänzend publizierten die Übertragungsnetzbetreiber aus den Mitgliedsstaaten des Pentalateralen Energieforums (Penta-Forum: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz) im Mai 2020 ihren dritten gemeinsamen Bericht über die regionale Sicherheit der Stromversorgung (Zentral-West-Europa) mit **Zeithorizont bis 2025**. Die Resultate für die Schweiz zeigen im Basisszenario bis dahin keine relevanten Versorgungsengpässe (Quelle: PENTA, 2020).

11 Beim Unterschreiten einer bestimmten Netzfrequenz werden mit einem Lastabwurf einzelne Versorgungsgebiete abgeschaltet. Dadurch wird das Netz gesamthaft entlastet, weil die Anzahl der Stromverbraucher verringert wird. Diese Massnahme schützt das Stromnetz als Ganzes und verhindert so überregionale oder gar länderübergreifende Stromausfälle.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld

VERSORGUNGSSICHERHEIT:

- Ausführliche Fassung Monitoring-Bericht
- Bericht BFE zur System Adequacy der Schweiz
- Berichte ElCom zu Stromversorgungssicherheit und System Adequacy der Schweiz
- PENTA-Bericht über die regionale Sicherheit der Stromversorgung (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, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld auf den Endverbraucherausgaben für Energie und den Energiepreisen.

ENDVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE

Index: 2001 = 100

Quellen: BFE, BFS

Mio. Fr.

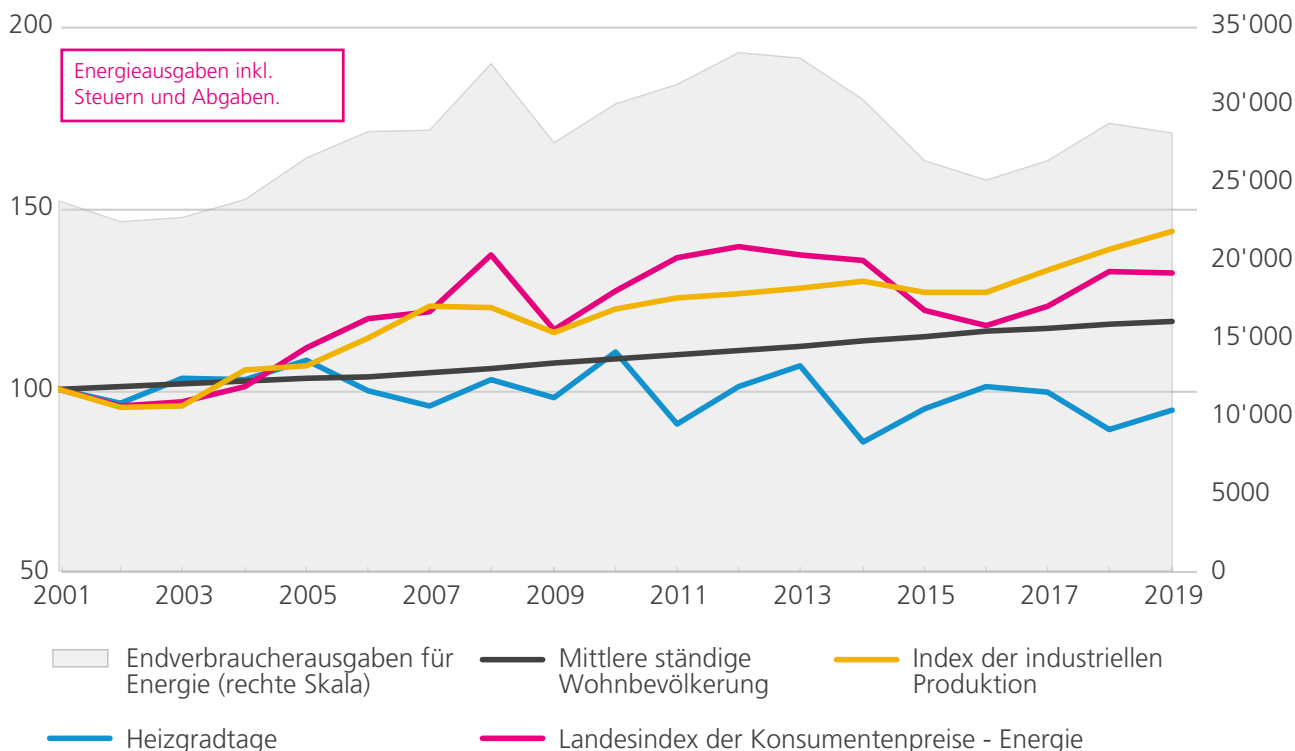


Abbildung 11: Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf rund 28,2 Mrd. Franken im Jahr 2019 angestiegen sind. Rund die Hälfte davon sind Ausgaben für Erdölprodukte, die Ausgaben für Strom machen gut ein Drittel aus, 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben¹². Zwischen 2001 und 2019 entspricht dies einer Zunahme von durchschnittlich 0,9 Prozent pro Jahr. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,9%), die Bevölkerung (jährlich 0,9%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,5%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise kon-

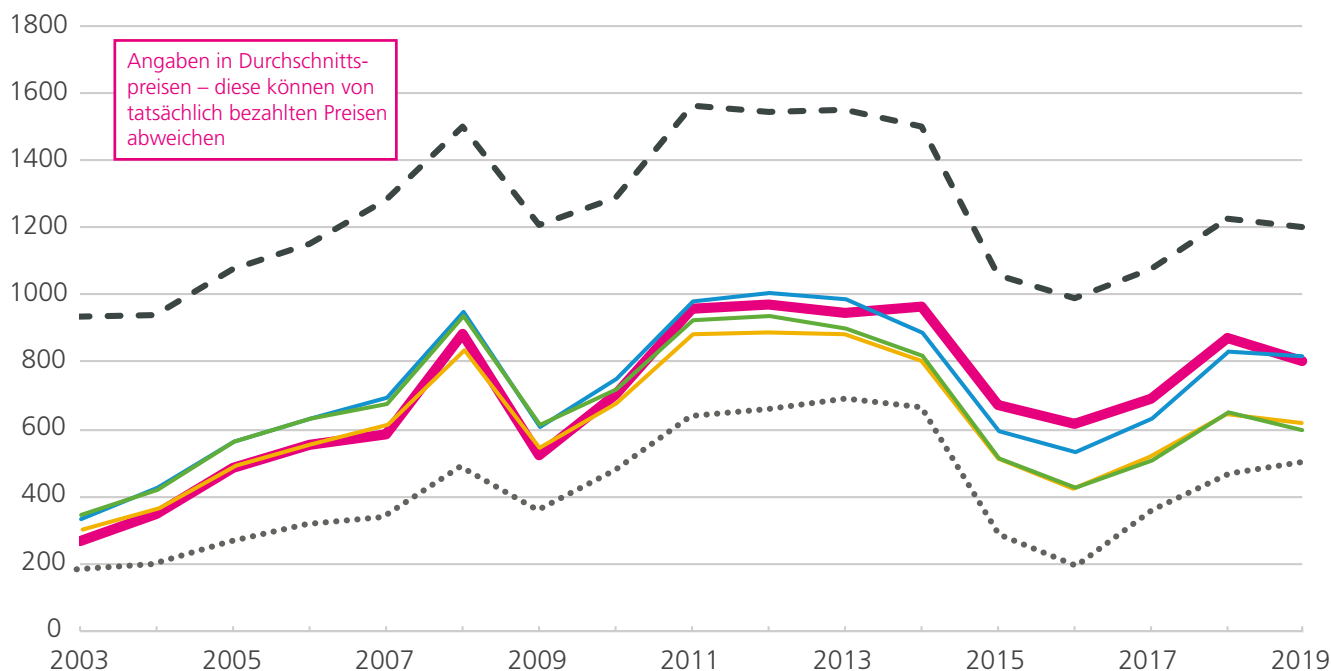
stanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. 2019 sind die Endverbraucherausgaben gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken, was durch Preissenkungen erklärbar ist. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherausgaben kann sich derweil eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (Quellen: BFE, 2020a/BFS, 2020).

¹² 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 betrugen nach einer Schätzung des BFE für das Jahr 2019 für Erdölprodukte 5,24 Mrd. Fr., für Erdölbrennstoffe 1,24 Mrd. Fr., für Strom (ohne Netznutzungsentgelte) 2,04 Mrd. Fr. und für Gas (ohne Netznutzungsentgelte) 0,76 Mrd. Franken.

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

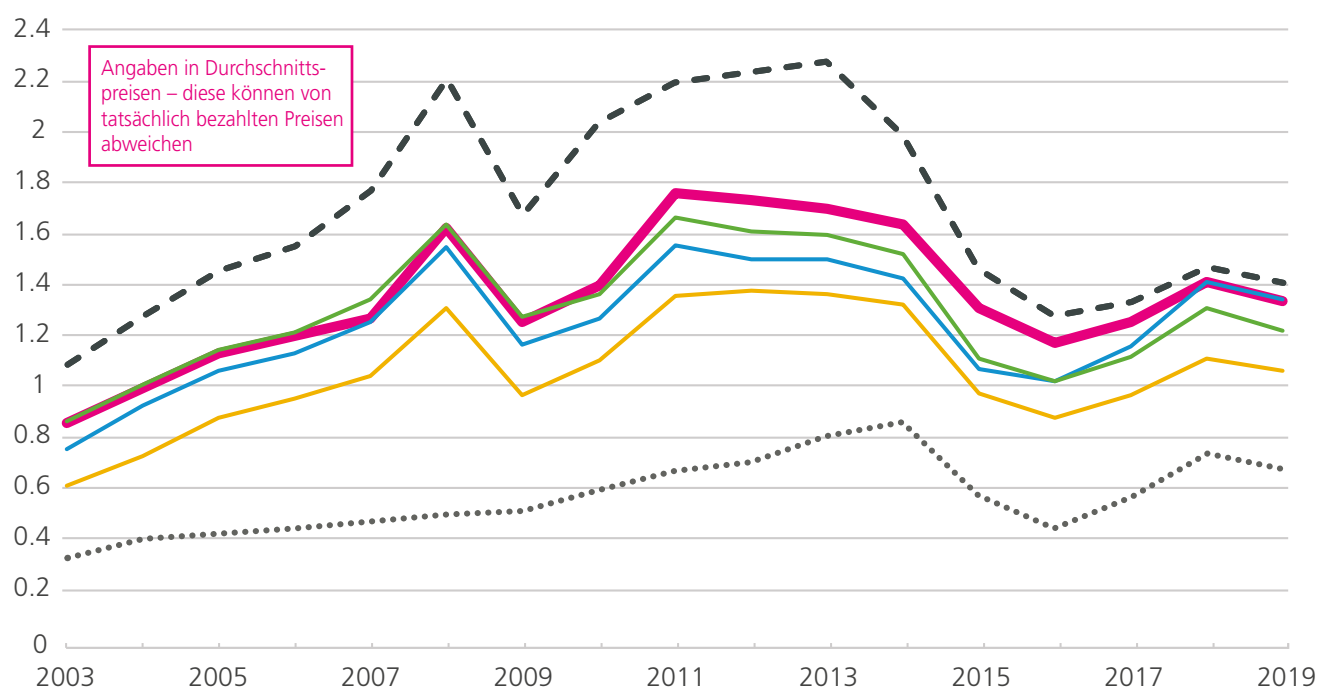
USD/1000 Liter

Endkundenpreis Industrie Heizöl extraleicht

Quelle: Basierend auf
Daten IEA Energy Prices
and Taxes © OECD/IEA 2020

USD/Liter

Endkundenpreis Diesel-Treibstoff zur kommerziellen Nutzung



--- Teuerstes OECD-Land
 — Schweiz

— Deutschland
 — Frankreich

— OECD-Mittelwert
 Günstigstes OECD-Land

Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwertwechselkurse 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 2019 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise gegenüber dem Vorjahr sind in der OECD und der Schweiz leicht gesunken. Eine Erklärung für den Anstieg der Schweizer Preise für Heizöl 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 – 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 Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2020a).

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

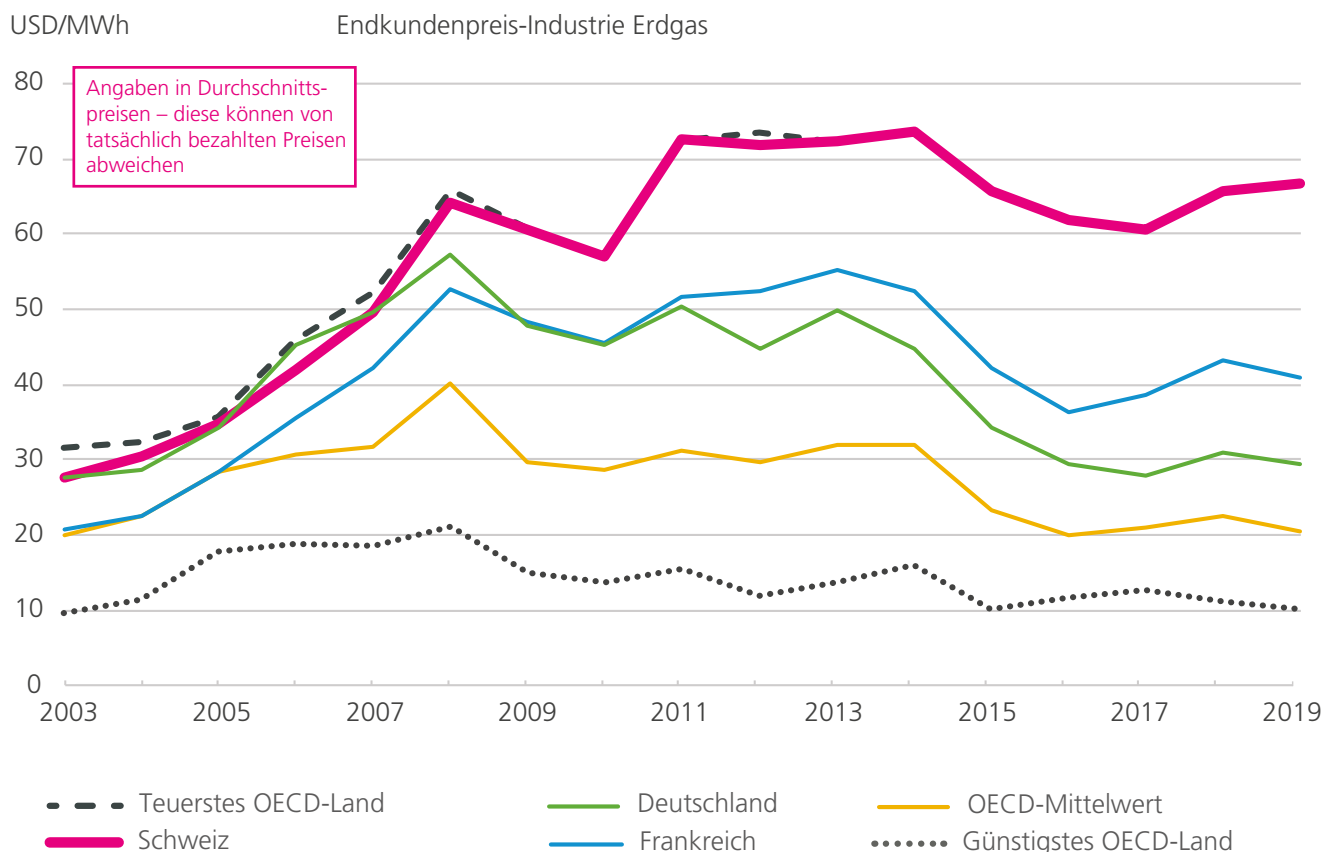
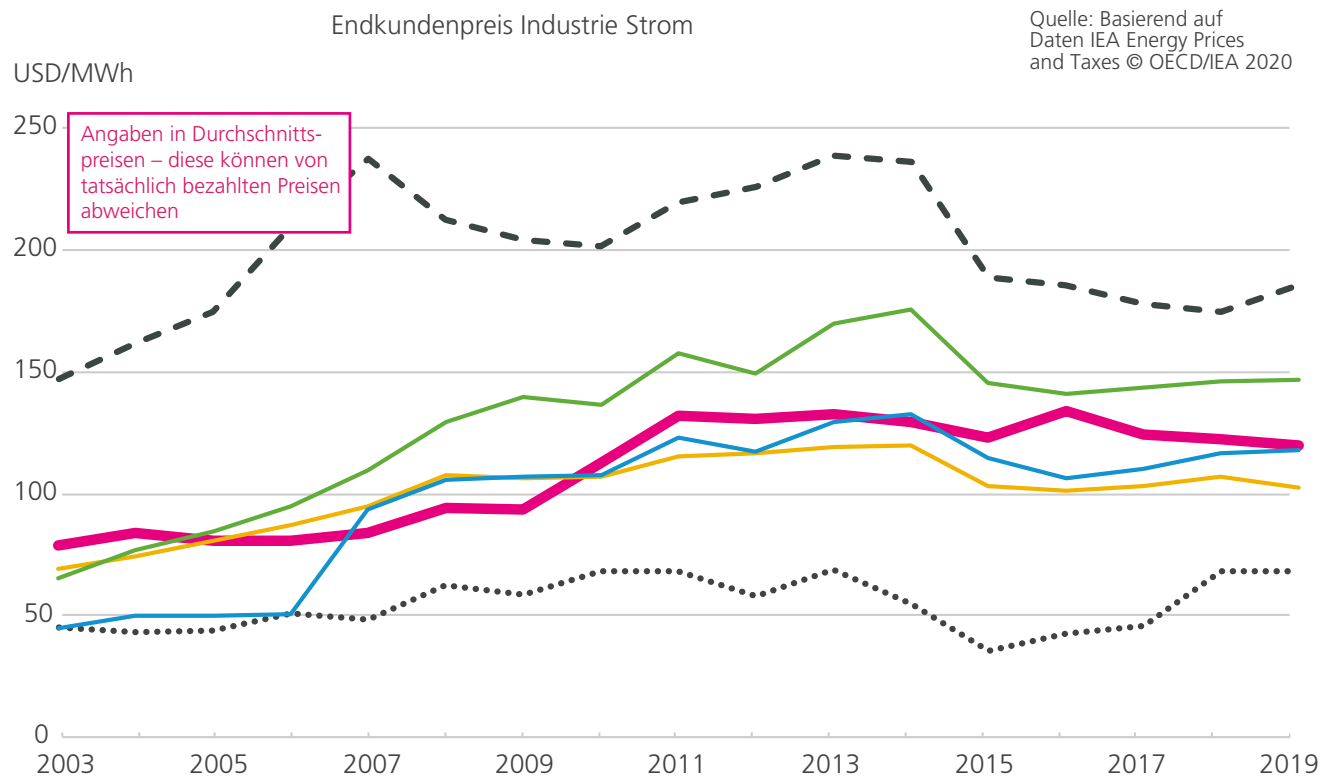


Abbildung 13: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Deutschland, 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 oder vor allem in Italien (Italien hat über die gesamte Zeitspanne den höchsten Strompreis). 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 vier Fünftel der entsprechenden Energiemenge beziehen¹³. 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 andern OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber den USA, dem günstigsten Land im Jahr 2019. 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 die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt derweil 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 dürfen einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat Ende Oktober 2019 in der Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz derweil 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, 2020a/Bundesrat, 2019c/WEKO, 2020).

13 Quelle: ElCom Tätigkeitsbericht 2019, S.9.

➤ 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. Dies bezüglich der Klimapolitik bis 2030, welche das Parlament im Herbst 2020 im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes verabschiedet hat, sowie im Hinblick auf die am 28. August 2019 durch den Bundesrat beschlossene längerfristige Zielsetzung (Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050) und die langfristige Klimastrategie 2050, welche der Bundesrat gleichzeitig zur Konkretisierung dieser Zielsetzung in Auftrag gegeben hat (Bundesrat, 2017+2019a). 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 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

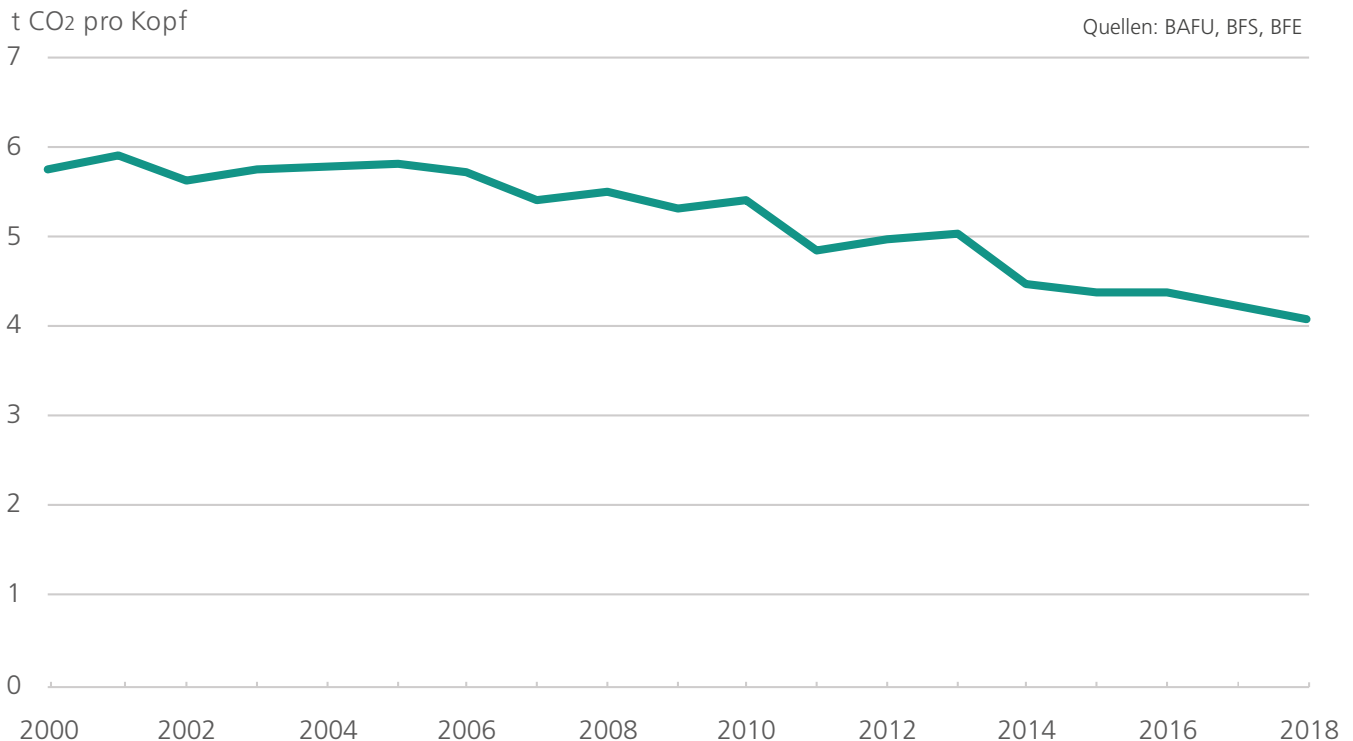


Abbildung 14: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)¹⁴

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab, wie **Abbildung 14** zeigt. Während die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (vgl. *nachfolgende Abbildung*) ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2018 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,1 Tonnen und damit knapp 30 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen). 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 langfristige strategische Oberziel, an dem sich die Energiestrategie aktuell orientiert¹⁵ (gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 – Reduktion der CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen bis 2050, gemäss Zieldefinition ohne internationalen Luftverkehr), erreicht werden kann, müssen die Emissionen auf Pro-Kopf-Ebene pro Jahr durchschnittlich um rund 0,08 Tonnen abnehmen (Quellen: BAFU, 2020/BFS, 2020/BFE, 2020a).

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (**s. Abbildung 15**) betrugen 2018 34,7 Mio. Tonnen und lagen damit 16 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den **Verkehr** (Anteil 2018: 43%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden¹⁶. Zwischen 2000 und 2018 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 0,9 Mio. Tonnen gesunken. Ab 2015 ist ein grosser Teil des Rückgangs mit dem Wegfall des Tanktourismus erklärbar. Dieser kam zum Erliegen, nachdem die Nationalbank die Aufhebung des Schweizer-Franken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt hingegen der internationale Flugverkehr. Dessen Emissionen sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen mittlerweile 5,6 Mio. Tonnen CO₂¹⁷. In der **Industrie** (Anteil 2018: 23%) entstehen die 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 auf die gute Wirksamkeit

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN

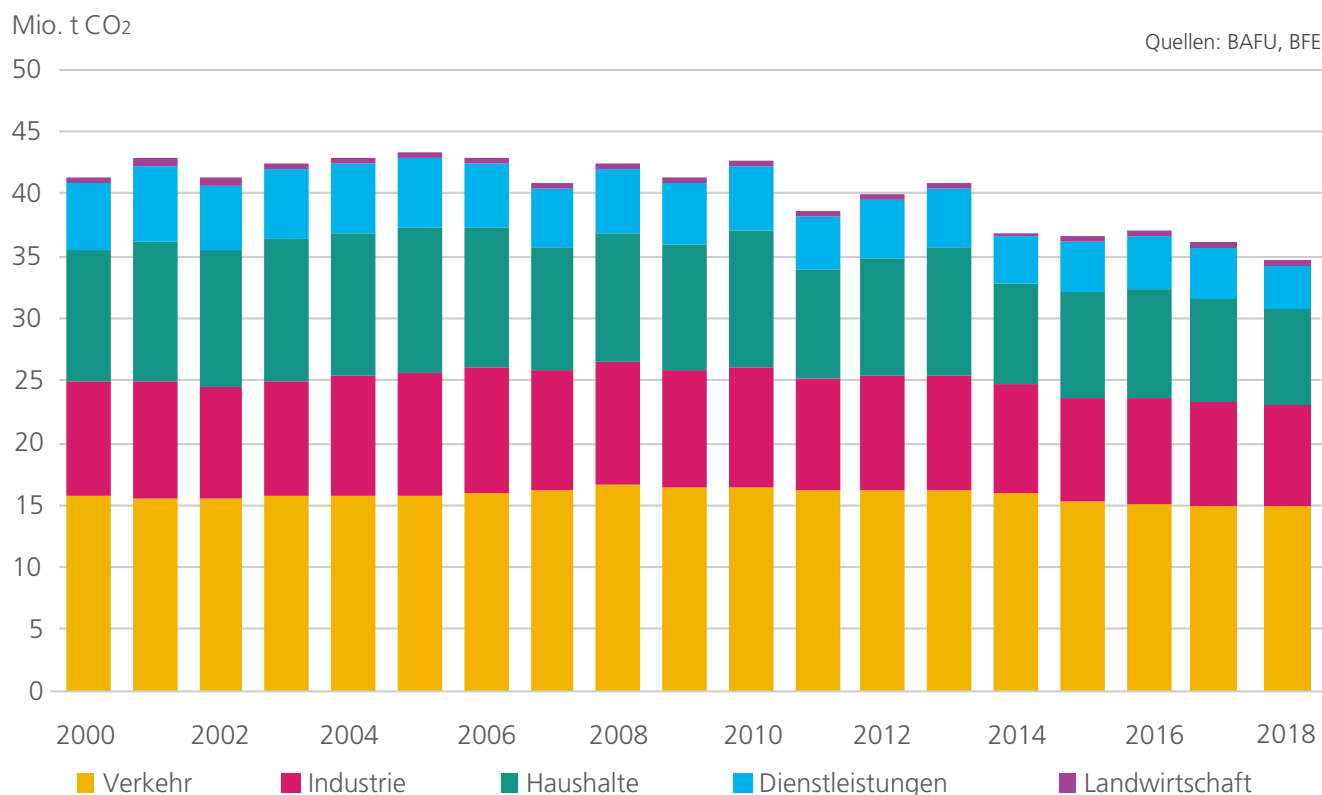


Abbildung 15: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne int. Flugverkehr)

der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. 2015 führte zudem der nach wie vor anhaltende Betriebsunterbruch einer Raffinerie zu einem sichtbaren Rückgang. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den **Haushalten** (Anteil 2018: 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. Die jährliche Emissionsentwicklung ist jedoch stark von der Witterung beeinflusst; die Abhängigkeit von fossilen Heizsystemen ist also nach wie vor gross. Ähnliches gilt für den Sektor **Dienstleistungen** (Anteil 2018: 10%); auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig. 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 2018: 2%). Bedeutend sind in der

Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO₂-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors und der Industrie haben sich erhöht (von 38 auf 43% bzw. von 22 auf 23%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2020+2018/BFE, 2020a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

15 Diese Zielsetzung wird derzeit im Rahmen der Arbeiten an der Klimastrategie 2050, die der Bundesrat am 28. August 2019 in Auftrag gegeben hat, überprüft und voraussichtlich angepasst.

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

17 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 27%.

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



► **FORSCHUNG + TECHNOLOGIE**

Bei den kurzfristigen Richtwerten gemäss Energiegesetz und Energiestrategie 2050 ist davon auszugehen, dass sie mit den heute vorhandenen Technologien erreicht werden können. Die langfristigen Ziele jedoch setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, haben Bundesrat und Parlament deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen, mit denen neue Aktivitäten lanciert respektive bestehende verstärkt wurden. 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

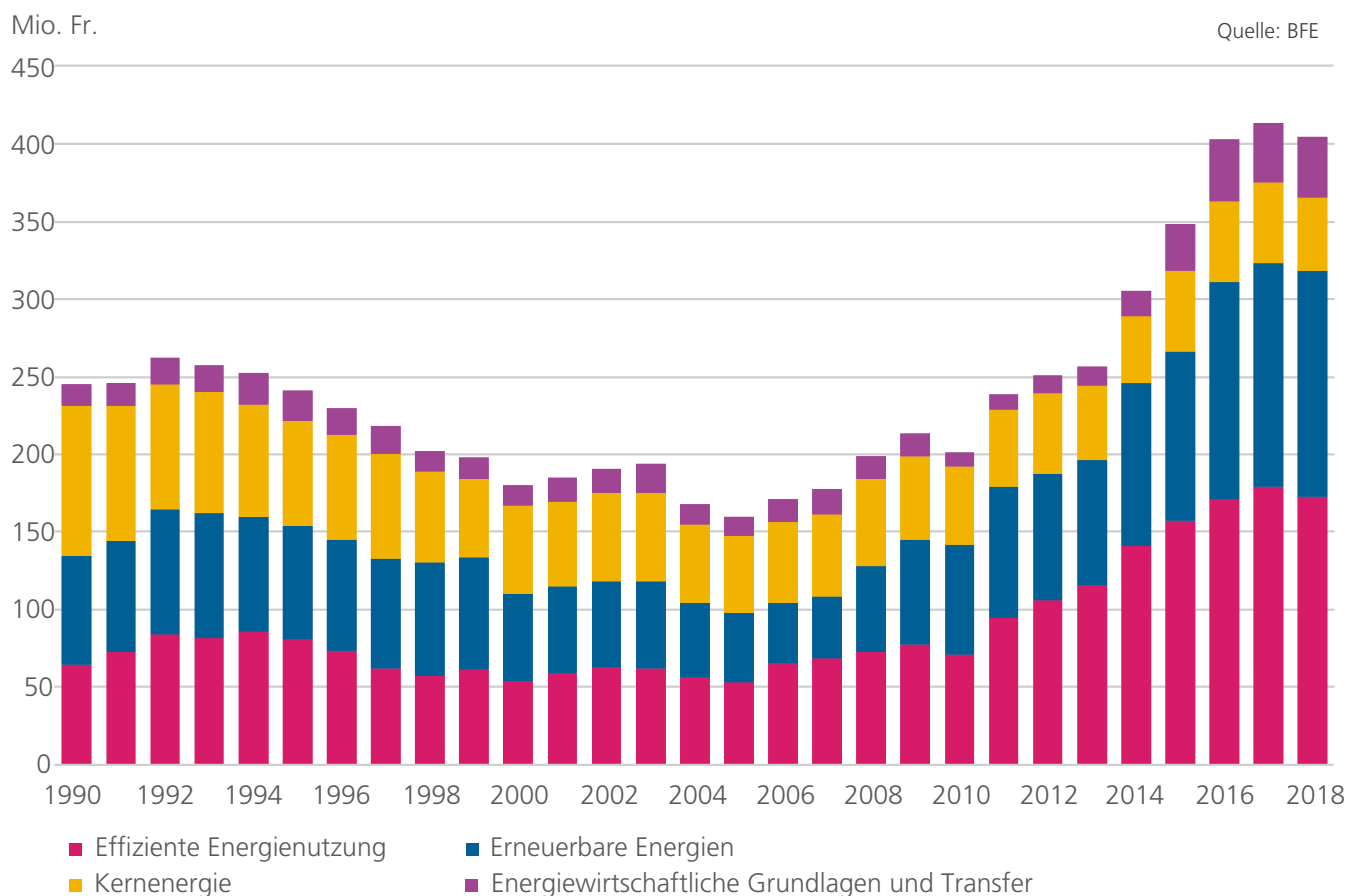


Abbildung 16: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)¹⁸

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, auch wenn sich 2018 eine gewisse Stabilisierung beobachten lässt. 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. 2018 betrugen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real gut 404 Mio. Franken (2017: knapp 414 Mio. Franken.). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fließt der grösste Teil in die Forschungsgebiete

Effiziente Energienutzung (Anteil 2018: 42,7%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2018: 35,9%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet Kernenergie (*Kernspaltung/Fission und Kernfusion*) sind seit 2004 stabil geblieben, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2018 noch 11,7 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen und Transfer* lag bei 9,7 Prozent (Quelle: BFE, 2020c).

¹⁸ Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld
FORSCHUNG + TECHNOLOGIE
(ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



► INTERNATIONALES UMFELD

Das internationale Umfeld ist für die Schweiz bedeutend, weil sie einerseits eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und andererseits stark von Energieimporten abhängig ist. Auf der regulatorischen Ebene sind insbesondere die Weiterentwicklungen in Europa zentral. Eine wichtige Rolle spielen zudem die internationalen Klimaschutzbestrebungen. Die Veränderungen im internationalen Umfeld lassen sich nicht mit Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

Die Covid-19-Pandemie hat im Jahr 2020 auch die globalen Energiemärkte betroffen; die Wachstumsaussichten für die fossilen Energieträger wurden gegen unten korrigiert. Für Kohle und Gas basieren die nachfolgenden Angaben im Wesentlichen auf Berichten der Internationalen Energieagentur (IEA) und der EU vom Frühling 2020, für Erdöl auf IEA-Berichten vom August 2020.

Erdöl: Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage jährlich noch um durchschnittlich etwas weniger als eine Mio. Fass pro Tag wächst und 2025 rund 105,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird; damit liegt die Nachfrage rund 2 Mio. Fass pro Tag unter dem Wert, welcher im Jahr 2019 vor der Covid-19-Pandemie geschätzt wurde. Für das gesamte Jahr 2020 geht die IEA davon aus, dass die Nachfrage um rund 8 Prozent oder 8 Mio. Fass pro Tag gegenüber dem Vorjahr einbrechen und im 2021 noch 3 Prozent unter dem Niveau von 2019 sein wird. Im Jahr 2019 erhöhte sich das globale Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr nur noch ganz leicht auf 100,5 Mio. Fass pro Tag. Die Nachfrage stieg um 0,7 Mio. auf 100 Mio. Fass pro Tag. Im April 2020 einigte sich die OPEC+ (OPEC und weitere Länder unter der Leitung Russlands) darauf, die Förderung um 9,7 Mio. Fass pro Tag zu drosseln, um dem Preiszerfall entgegenzuwirken. Die OPEC+ repräsentiert knapp die Hälfte der weltweiten Ölförderung. Während der Ölpreis im 2019 zwischen rund 60 bis 75 Dollar pro Fass gelegen hatte, fiel er im Frühling 2020 infolge der Covid-19-Pandemie auf historische Tiefstwerte; in den USA wurden kurzzeitig sogar negative Preise verzeichnet. Seit Juni 2020 hat sich der Preis jedoch wieder auf einem Niveau leicht über 40 Dollar pro Fass erholt (Quellen: OECD/IEA, 2020b+c).

Erdgas: Während die IEA in ihrer Mittelfristprognose vor der Corona-Krise noch mit einem jährlichen Wachstum der Erdgasnachfrage bis 2024 von 1,8 Prozent gerechnet hatte, wurde diese Prognose im Juni 2020 auf 1,5 Prozent nach unten korrigiert, so dass die globale Erdgas-Nachfrage 2025 rund 4370 Mrd. Kubikmeter erreichen soll. Für das Jahr 2020 rechnet die IEA global mit einem Rückgang der Erdgasnachfrage von 4 Prozent (auf gut 3840 Mrd. Kubikmeter) und für Europa von 7 Prozent. 2019 stieg die globale Erdgas-Produktion gegenüber dem Vorjahr um 3,3 Prozent auf einen neuen Höchststand von 4088 Mrd. Kubikmetern. Die Nachfrage erhöhte sich um 1,5 Prozent auf 3986 Mrd. Kubikmeter. Bereits im 2019 fielen die Gaspreise in allen wichtigen Verbrauchsregionen und lagen bei gut 2 US-Dollar je Million British Thermal Unit (mmbtu) in den USA (Henry Hub) und bei gut 4 US-Dollar je mmbtu in Europa (TTF spot). Die Preise sind infolge der Corona-Krise im Mai 2020 gegenüber Januar 2020 um 22 (Henry hub), 71 (TTF Europa) und 62 Prozent (LNG Asia) gesunken. Bis Oktober hat der Erdgaspreis in Europa wieder angezogen und das Niveau von Februar 2020 erreicht (Quellen: OECD/IEA, 2020d+e/EU, 2020/Argus Gas Connections¹⁹).

ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

Kohle: Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die globale jährliche Kohlenachfrage bis 2024 nahezu stagniert bei einem Stand von 5645 Mio. Tonnen. Die globale Kohleproduktion stieg nach 2018 (+3,3%) im 2019 nur noch um 1,5 Prozent. Der Kohleverbrauch sank global um 1,2 Prozent, vor allem weil die Nachfrage in den OECD-Ländern (allen voran die EU) um 12 Prozent gesunken ist. Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise im Jahre 2016 deutlich an. Bis im Juli 2018 erreichte der CIF ARA Spotpreis mit 100 US-Dollar pro Tonne den höchsten Wert seit 2012, bevor er bis Mitte 2019 auf rund 50 US-Dollar pro Tonne fiel und seither auf diesem Niveau verharrt (Quellen: OECD/IEA, 2019+2020f/ Argus Gas Connections).

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Der Preis für CO₂-Emissionsrechte erlebte während des Lock-downs volatile Schwankungen, da die Unsicherheit über die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf die Wirtschaft zu einem vorübergehenden Rückgang der Liquidität führte. Bis Ende Mai 2020 konnte der Preis für CO₂-Emissionsrechte jedoch fast alle Verluste ausgleichen, die während der akutesten Phase der Pandemie entstanden waren. Der durchschnittliche CO₂-Spotpreis im ersten Quartal 2020 fiel gegenüber

dem vierten Quartal 2019 um 8 Prozent auf 23 Euro pro Tonne CO₂. Im April und Mai 2020 erreichte der durchschnittliche CO₂-Spotpreis 20 Euro pro Tonne CO₂. Im Juni 2020 stieg er auf 23,5 Euro pro Tonne CO₂ und befand sich wieder auf dem Vorkrisenniveau. Insbesondere die Ankündigung der EU-Kommission, die CO₂-Emissionen bis 2030 nicht nur um 40 Prozent, sondern um bis zu 55 Prozent zu senken, trieb den Preis im Sommer 2020 sogar auf das Niveau von 30 Euro pro Tonne CO₂. Auch der Preis für Futures für den Monat Dezember 2021 lag im August 2020 bei 30 Euro (Quellen: EU, 2020/EEX²⁰).

Strom: Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2018 von 6298 auf 26'730 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3 Prozent entspricht. 2018 lag die Produktion 3,9 Prozent über dem Vorjahr. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) sank im ersten Quartal 2020 auf 30 Euro/MWh und lag damit 28 Prozent unter dem Vorjahresquartal und auf demselben historischen tiefen Wert wie im Februar 2016. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2020g/EU, 2020).

¹⁹ www.argusmedia.com

²⁰ www.eex.com

ENTWICKLUNGEN IN DER EU: DER «EUROPEAN GREEN DEAL»

Das Ziel der EU, bis 2050 erster klimaneutraler Kontinent der Welt zu werden, ist das Herzstück des **«European Green Deal»**, den die Kommission von Präsidentin Ursula von der Leyen am 11. Dezember 2019 vorstellte. Die Kommission hatte ihre Vision einer klimaneutralen EU bis 2050 erstmals im November 2018 dargelegt. Diese steht im Einklang mit dem Ziel des Übereinkommens von Paris, die Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 Grad zu begrenzen und die Bemühungen um eine Begrenzung auf 1,5 Grad fortzusetzen. Der «European Green Deal» versteht sich als umfassende Strategie, welche sich auf alle Wirtschaftszweige erstreckt (Verkehr, Energie, Landwirtschaft, Gebäude sowie die Stahl-, Zement-, IKT-, Textil- und Chemieindustrie). Bezüglich der Energie- und Klimapolitik sind insbesondere folgende Aspekte zentral (Quelle: COM(2019) 640 final):

- **Klimaschutz:** Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen auf 55 Prozent gegenüber 1990 sinken; das bisherige Ziel (minus 40%) soll also verschärft werden. Bis 2050 sollen wie eingangs erwähnt netto keine Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden. Sollten ausserhalb der EU unterschiedliche Zielvorgaben gelten, während die EU ihre Ziele verschärft, plant die Kommission für ausgewählte Sektoren ein CO₂-Grenzausgleichssystem, um das Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen zu mindern. Weiter ist eine Revision der Energiebesteuerungsrichtlinie vorgesehen, welche Umweltfragen besonders berücksichtigt. Schliesslich wird eine neue Strategie zur Anpassung an den Klimawandel aufgelegt.
- **Energieversorgung:** Die Kommission betont die Wichtigkeit der weiteren Dekarbonisierung des Energiesystems, um die Klimaziele 2030 und 2050 zu erreichen. Im Zentrum steht dabei eine verstärkte Energieeffizienz und der Ausbau sowie die Integration der erneuerbaren Energien, ergänzt durch den raschen Ausstieg aus der Kohle und der Dekarbonisierung von Gas. Gleichzeitig soll die Energieversorgung der EU für Konsumenten und Unternehmen sicher und erschwinglich bleiben; die Kommission will daher sicherstellen, dass der europäische Energiemarkt vollständig integriert, vernetzt und digitalisiert ist, unter Wahrung der Technologieneutralität. Bei den Infrastrukturen betont die Kommission, dass deren Rechtsrahmen überprüft werden müsse, um zu gewährleisten, dass er mit dem Ziel der Klimaneutralität im Einklang stehe; dieser Rahmen solle die Einführung innovativer Technologien und Infrastrukturen (intelligente Netze, Wasserstoffnetze oder CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung sowie die Energiespeicherung fördern und zudem die Sektorenkopplung ermöglichen).
- **Mobilität:** Eine zentrale Rolle auf dem Weg in eine klimaneutrale Zukunft spielt der Verkehr. Dazu müssen die verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen nach Angaben der Kommission bis 2050 um 90 Prozent gesenkt werden. Alle Verkehrsträger (Strasse, Schiene, Luft- und Schifffahrt) müssen zu diesem Ziel beitragen. Der multimodale Verkehr muss kräftig angekurbelt werden, um das Verkehrssystem effizienter zu machen. Die Verlagerung des Güterverkehrs von der Strasse auf die Schiene ist dabei entscheidend, um Emissionen zu reduzieren. Der Verkehr soll vor allem in Städten umweltfreundlicher werden. Der automatisierten und vernetzten Mobilität schreibt die Kommission eine immer wichtigere Rolle zu. Weiter sollen alternative, nachhaltige Treibstoffe gefördert werden.

ENTWICKLUNGEN IN DER EU: DER «EUROPEAN GREEN DEAL»

▪ **Gebäude:** Auf Gebäude fallen nach Angaben der Kommission derzeit 40 Prozent des Energieverbrauchs, die jährliche Sanierungsquote liege in den Mitgliedstaaten zwischen 0,4 und 1,2 Prozent. Um die Energieeffizienz- und Klimaziele zu erreichen, sind daher Gebäuderenovierungen zentral. Eine Renovationswelle privater und öffentlicher Gebäude soll die Sanierungsquote steigern. Weiter wird in Erwägung gezogen, Emissionen von Gebäuden in den europäischen Emissionshandel einzubeziehen.

Zur Finanzierung des «Green Deals» stellte die Kommission Anfang 2020 einen **Investitionsplan vor, der bis 2030 eine Billion Euro an nachhaltigen Investitionen mobilisieren soll**. Dabei ist vorgesehen, dass ein höherer Anteil der Ausgaben für Klima- und Umweltmassnahmen aus dem EU-Haushalt helfen wird, private Mittel zu mobilisieren. Die Europäische Investitionsbank, die bereits im November 2019 angekündigt hat, ab 2022 keine Projekte für fossile Energien mehr zu finanzieren, wird dabei eine Schlüsselrolle spielen. Im Weiteren werden **37,5 Prozent der Mittel aus dem Aufbaupaket «Next Generation EU»** im Zuge der Covid-19-Pandemie unmittelbar für die Ziele des «Green Deals» ausgegeben, wie EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen in ihrer Rede zur Lage der Union bei der Plenartagung des Europäischen Parlaments am 16. September 2020 in Brüssel erklärte. Der Europäische Rat hatte sich an einer Sondertagung im Juli auf «Next Generation EU» geeinigt; die Kommission wird in diesem Rahmen Mittel in Höhe von bis zu 750 Mrd. Euro an den Märkten aufnehmen können (Quellen: COM(2020) 21 final/COM, 2020/Europäischer Rat, 2020).

Der **Europäische Rat** billigte das Ziel einer klimaneutralen EU bis 2050 am 12. Dezember 2019. In den Schlussfolgerungen wird erwähnt, dass sich ein Land (Polen) zu diesem Zeitpunkt nicht zum Ziel bekennen kann (Quelle: Europäischer Rat, 2019).

Um die Klimaneutralität bis 2050 rechtlich zu verankern, legte die Kommission Anfang März 2020 das **Europäische Klimagesetz** vor. Bis 2050 sollen demnach netto keine Treibhausgasemissionen mehr ausgestossen werden. Die Kommission schlägt vor, für den Zeitraum 2030 bis 2050 einen EU-weiten Zielpfad für die Verringerung der Treibhausgasemissionen festzulegen. Gleichzeitig zielt das Gesetz darauf, die Anstrengungen zur Anpassung an den Klimawandel zu verstärken. Die Kommission hat Mitte September zudem eine Änderung des vorgeschlagenen Klimagesetzes vorgelegt, um das Emissionsreduktionsziel von mindestens 55 Prozent bis 2030 als Zwischenziel auf dem Weg zur angestrebten Klimaneutralität bis 2050 festzuschreiben (Quellen: COM(2020) 80 final/COM(2020) 562 final).

Der «Green Deal» **ist auch für die Schweiz von Interesse**. Er verstärkt die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Viele Aspekte des Green Deals, insbesondere jene zur Finanzierung, sind EU-intern. Dennoch kann die Schweiz die Gelegenheit nutzen, um den Austausch mit der EU zu einzelnen Themen zu intensivieren. Gleichzeitig gilt es, die weitere Konkretisierung genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren.

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** konnten Mitte Dezember 2019 an der 25. Klimakonferenz (COP25) in Madrid keine Regeln für Marktmechanismen verabschiedet werden, die eine doppelte Anrechnung von im Ausland erzielten Emissionsverminderungen ausschliessen. Die Schweiz bedauert diesen Entscheid und will sich nun, zusammen mit mehreren Partnerländern, zu ambitionierten Marktregeln verpflichten. Sie erwägt zudem bereits jetzt mit diversen Staaten eine bilaterale Zusammenarbeit. Zu diesem Zweck hat der Bundesrat im Jahr 2020 Abkommen mit Peru und Ghana genehmigt. Die Ende 2020 in Glasgow vorgesehene COP26 wurde wegen der Covid-19-Pandemie um ein Jahr auf November 2021 verschoben.

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 und verpflichtet alle Staaten dazu, 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 Celsius 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. Mittlerweile sind alle 197 Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) dem Übereinkommen beigetreten und 189 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert. Am 1. Juni 2017 gab US-Präsident Donald Trump bekannt, dass die USA sich aus dem Übereinkommen von Paris zurückziehen wollen. Damit wären die USA die einzige Vertragspartei, die nicht am Übereinkommen teilnimmt. Aufgrund der Kündigungsfristen ist der formale Austritt jedoch erst auf November 2020 möglich. Bis dahin bleiben die USA de jure Vertragspartei.

Die Schweiz hinterlegte am 6. Oktober 2017 die Ratifikation, nachdem die Bundesversammlung das Übereinkommen am 16. Juni 2017 genehmigt hatte. Mit der Genehmigung des Übereinkommens stimmte die Bundesversammlung auch dem Gesamtreduktionsziel der Treibhausgase von 50 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 zu. Dies mit der Ergänzung, dass die Aufteilung zwischen Inland- und Auslandanteil erst mit der nationalen Umsetzung bestimmt wird (gemäss totalrevidiertem CO₂-Gesetz sollen mindestens 75 Prozent der erforderlichen Reduktionen im Inland stattfinden). Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre gegenüber dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen,

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes hat das Parlament das Übereinkommen von Paris in nationales Recht umgesetzt; das Gesetz soll vorbehältlich einer möglichen Referendumsabstimmung Anfang 2022 in Kraft treten.

2018 zeigte der Weltklimarat in einem Sonderbericht die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad auf 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 hat aufgrund dieser Erkenntnisse das BAFU beauftragt, die langfristigen Klimaziele neu zu prüfen und Handlungsmöglichkeiten auszuarbeiten. Am 28. August 2019 hat der Bundesrat beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher (sog. Senken) aufnehmen kön-

nen. 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 Anfang September 2019 in der Vernehmlassung zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative vorgeschlagen, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen (Quellen: Bundesrat, 2020c+d+2019a+2017/IPPC, 2018).

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

Die Schweiz verhandelt mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Es handelt sich im Wesentlichen um ein Abkommen zur Gewährung des gegenseitigen Strommarktzugangs. Inhalt und Umfang sind weitgehend bestimmt. Einige Fragen in verschiedenen Bereichen des Abkommens sind aber noch Gegenstand der Verhandlungen. Die Verhandlungen mit der EU ruhen seit Mitte 2018, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpft. Mit dem Clean Energy Package (CEP) hat sich der rechtliche Rahmen in der EU im Energiebereich umfassend weiterentwickelt. Dies wird voraussichtlich einer Anpassung des Verhandlungsmandats bedürfen, da die bisherige Verhandlungsgrundlage, das 3. Strombinnenmarktpaket, durch das CEP ersetzt wurde.

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 die Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarkt, Strom-Versorgungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt sowie Wasserstoff. Mitte Juni 2020 unterzeichnete Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga in Brüssel eine gemeinsame politische Deklaration des Pentalateralen Energieforums, welche die Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des Energiesystems beinhaltet. Im Mai publizierten die Übertragungsnetzbetreiber aus den Mitgliedsstaaten des Forums ihren dritten gemeinsamen Bericht über die regionale Sicherheit der Stromversorgung; die Schweizerische Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid war ebenfalls an den Analysen beteiligt. Die Schweiz wird weiterhin im Penta-Forum mitwirken.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Energie und Klima waren 2020 Themen bei Besuchen von Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga in Österreich, der Ukraine und Deutschland. Bei Gesprächen mit EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen am WEF in Davos sowie mit dem italienischen Ministerpräsidenten Giuseppe Conte in Rom wurde die grüne Dimension von Massnahmen zur Stabilisierung der Wirtschaft infolge der Covid-19-Pandemie diskutiert.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagiert sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur (IEA). Bei der Energiecharta hat sich die Schweiz dafür engagiert, dass ab 2020 Verhandlungen über die Modernisierung des Vertrags aufgenommen werden, insbesondere, dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Im Juli und September 2020 haben zwei solche Verhandlungsrunden stattgefunden, die Verhandlungen sollen 2021 weitergeführt werden. 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 bis 2020 Einsitz im Rat der IRENA, was auch für 2021 und 2022 vorgesehen ist. Des Weiteren wirkt sie bei der Internationalen Atomenergie-Organisation der UNO mit.

(Quellen: Bundesrat, 2019b/UVEK, 2020)

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2018):	Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
BAFU (2020):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2018.
BAZL (2020):	Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2019 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2019):	Bundesamt für Energie, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
BFE (2020a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019.
BFE (2020b):	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2019.
BFE (2020c):	Bundesamt für Energie, Energieforschungstatistik 2018.
BFE/Swissgrid (2020):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2020):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2019.
BFS/BAFU/ARE (2020):	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 (2017):	Botschaft zur Totalrevision des CO ₂ -Gesetzes nach 2020, BBI 2018 247.
Bundesrat (2018):	Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes, BBI 2018 6391.
Bundesrat (2019a):	Medienmitteilung vom 28. August 2019 zum Klimaziel 2050 (Netto-Null Emissionen) der Schweiz.
Bundesrat (2019b):	Medienmitteilung vom 7. Juni 2019 zum Europadossier.
Bundesrat (2019c):	Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz.
Bundesrat (2020a):	Medienmitteilung vom 11. November 2020 zu einem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien.
Bundesrat (2020b):	Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), BBI 2020 3123.
Bundesrat (2020c):	Vernehmlassungsvorlage zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik), BBI 2020 7030.
Bundesrat (2020d):	Medienmitteilung vom 14. Oktober und 18. November 2020 zu Abkommen zwischen der Schweiz und Peru bzw. Ghana im Bereich Klimaschutz.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

COM(2019) 640 final:	Mitteilung der Kommission zum europäischen Grünen Deal.
COM(2020) 21 final:	Mitteilung der Kommission zum Investitionsplan für den europäischen Grünen Deal.
COM(2020) 80 final:	Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz).
COM(2020) 562 final:	Mitteilung der Kommission zum verschärften Klimaziel 2030.
COM (2020):	Rede von Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen vom 16. September in Brüssel bei der Plenartagung des Europäischen Parlaments zur Lage der Union.
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 (2020a):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2019.
ElCom (2020b):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, ElCom System Adequacy 2030.
EU (2020):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.
Europäischer Rat (2019):	Schlussfolgerungen Tagung vom 12. Dezember
Europäischer Rat (2020):	Schlussfolgerungen der Sondertagung vom 17.–21. Juli.
IPCC (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5 °C.
OECD/IEA (2019):	International Energy Agency, Coal 2019: Analysis and Forecasts to 2024.
OECD/IEA (2020a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2019.
OECD/IEA (2020b):	International Energy Agency, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2025.
OECD/IEA (2020c):	International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2019.
OECD/IEA (2020d):	International Energy Agency, Gas 2019: Analysis and Forecast to 2025.
OECD/IEA (2020e):	International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2020.
OECD/IEA (2020f):	International Energy Agency, Natural Coal Information: Overview 2020.
OECD/IEA (2020g):	International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2020.
PENTA (2020):	Pentalateral Energy Forum, Generation Adequacy Assessment.
Prognos/TEP/Infras (2020a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2020b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

- Universität Basel/ETHZ (2017): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE.
- Universität Basel/ETHZ (2019): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE.
- UVEK (2020): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
- VNB (2020): Datenerhebung bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.
- WEKO (2020): Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

8	Abbildung 1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
9	Abbildung 2:	Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
10	Abbildung 3:	Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)
11	Abbildung 4:	Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)
15	Abbildung 5:	Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020)
18	Abbildung 6:	Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 15. September 2020 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:	Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)
34	Abbildung 12:	Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwchselkurse umgerechnet)
36	Abbildung 13:	Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwchselkurse umgerechnet)
39	Abbildung 14:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf)
40	Abbildung 15:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne int. Flugverkehr)
42	Abbildung 16:	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)

IMPRESSUM

NOVEMBER 2020

**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