



Bericht vom Dezember 2021

Energiestrategie 2050

Monitoring-Bericht 2021 (ausführliche Fassung)¹

¹ Mit Daten mehrheitlich bis 2020.

Datum: Dezember 2021

Ort: Bern

Herausgeber: Bundesamt für Energie BFE

Internet: www.energiemonitoring.ch

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Wichtiges in Kürze	5
Einleitung	8
Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings	9
Bezugsrahmen für das Monitoring	9
Stossrichtungen der Energiestrategie 2050	10
Themenfelder und Indikatoren des Monitorings	12
Themenfeld Energieverbrauch und -produktion	14
Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz	14
Endenergieverbrauch pro Person und Jahr	15
Stromverbrauch pro Person und Jahr	16
Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	17
Stromproduktion aus Wasserkraft	19
Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch	21
Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs	21
Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren	22
Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch	24
Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	24
Energie- und Stromintensität	26
PV-Anlagen im Eigenverbrauch	27
Themenfeld Netzentwicklung	30
Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz	30
Erdverlegung von Leitungen	41
Netzinvestitionen und -abschreibungen	42
Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen	43
Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen	44
Entwicklung der intelligenten Netze	45
Intelligente Zähler (Smart Meter)	45
Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)	46
Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)	47
Themenfeld Versorgungssicherheit	48
Energieübergreifende Sicht	48
Diversifizierung der Energieversorgung	48
Auslandabhängigkeit	50
Stromversorgungssicherheit	52
Berichte zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit	52
System Adequacy	54
Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf	56
Importkapazität	57
Belastung N-1 im Übertragungsnetz	58
Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit	60
Gasversorgungssicherheit	61
Zweistoffanlagen	61

Infrastrukturstandard	62
Ölversorgungssicherheit.....	64
Diversifikation der Transportmittel.....	64
Importportfolio von Rohöl	65
Importe von Rohöl und Erdölprodukten	67
Themenfeld Ausgaben und Preise	69
Endverbraucherausgaben für Energie	69
Energiepreise	71
Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich	72
Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen.....	76
Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte	80
Themenfeld CO₂-Emissionen	83
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf	83
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen insgesamt und nach Sektoren.....	84
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen	86
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen	87
Weitere Umweltauswirkungen.....	88
Themenfeld Forschung und Technologie.....	89
Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung	89
Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie	90
Themenfeld Internationales Umfeld	93
Entwicklung der globalen Energiemärkte.....	93
Entwicklungen in der EU	95
«European Green Deal» und Klimapakett «Fit for 55»	95
Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen.....	98
Das „Clean Energy Package“	99
Umsetzung der Network Codes im Strombereich	100
Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit.....	101
Internationale Klimapolitik	102
Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich.....	103
Literatur- und Quellenverzeichnis	105
Abbildungsverzeichnis	108

Wichtiges in Kürze

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz den schrittweisen Umbau ihres Energiesystems um. Zentrale Pfeiler dabei sind die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung ist seit Anfang 2018 in Kraft. Begleitet wird die Energiestrategie durch ein detailliertes Monitoring, welches jährlich darüber berichtet, wie die Schweiz auf diesem Weg vorankommt. Der vorliegende **Monitoringbericht 2021** zeigt die Situation per Ende 2020. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- **Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2020 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 4712 Gigawattstunden (GWh) oder 7,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. Damit war der im geltenden Energiegesetz verankerte Richtwert 2020 von 4400 GWh vollständig erreicht. 2020 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 526 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 309 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 446 GWh pro Jahr erforderlich. Ein deutlich höherer Zuwachs von 819 GWh pro Jahr ist für den mit dem Netto-Null Ziel kompatiblen Zielwert von 17'000 GWh gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erforderlich (*Seite 17*).
- **Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2020 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 36'526 GWh. Der Richtwert 2035 beträgt 37'400 GWh (kein Richtwert 2020 im Gesetz). Zwischen dem Basisjahr 2011 und 2035 wird ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon war 2020 ein Anteil von 54,0 Prozent erreicht. 2020 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 167 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 98 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 58 GWh notwendig (*Seite 19*).
- **Endenergieverbrauch pro Kopf:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2020 lag er 23,7 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -20,8%). Damit wurde der Richtwert 2020 (-16%) erreicht. Dies war bereits in den letzten drei Jahren vor der Covid-19-Pandemie der Fall gewesen. Der Richtwert 2020 wäre mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Pandemie erreicht worden. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert 2035 (-43%) erreicht werden kann (*Seite 15*).
- **Stromverbrauch pro Kopf:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2020 lag er 11,3 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -10,4). Auch hier ist der Richtwert 2020 (-3%) bereits erreicht respektive unterschritten. Dies wäre mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Covid-19-Pandemie der Fall gewesen: Seit 2015 liegt der Stromverbrauch unter dem Richtwert für 2020. Der Richtwert 2035 (-13%) kann nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden, wie die Entwicklung im Berichtsjahr suggerieren könnte: Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage aufgrund der erforderlichen Elektrifizierung des Energiesystems zu rechnen (*Seite 16*).
- **Erneuerbare Energien insgesamt:** Der erneuerbare Anteil (Strom und Wärme) am gesamten Endenergieverbrauch ist seit 2000 gestiegen, ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil lag 2020 bei 27,2 Prozent (2019: 24,3 Prozent; 2000: 17,0 Prozent) (*Seite 24*).
- **Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2020 rund 44 Prozent des Endenergieverbrauchs aus, Strom etwa ein Viertel und Erdgas rund 15 Prozent. Aufgrund der

Corona-Pandemie ist vor allem der Verbrauch fossiler Treibstoffe gegenüber dem Vorjahr stark gesunken, entsprechend hat der Anteil Erdölprodukte abgenommen. Aktuell ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt. Die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems wird sich künftig auch auf die Diversifizierung auswirken. Der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) ist von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch 2020 mit 71,9 Prozent (2019: 74,5%) weiterhin auf hohem Niveau (Seiten 48+50).

- **Stromversorgungssicherheit:** Aktuell steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus, nachdem der Bundesrat Ende Mai 2021 die Verhandlungen über ein institutionelles Abkommen mit der EU beendet hat und ein Stromabkommen bis auf weiteres nicht absehbar ist: Das UVEK hat den Bundesrat Mitte Oktober über zwei entsprechende Berichte informiert. Der erste Bericht wurde von der EClom zusammen mit Swissgrid erstellt und beschreibt Massnahmen, mit denen die Netz- und Versorgungssicherheit kurz- bis mittelfristig erhöht werden können. Der zweite Bericht analysiert die Auswirkungen von verschiedenen Zusammenarbeitsszenarien zwischen der Schweiz und der EU. Die Berichte dienen dem Bundesrat dazu, die weiteren Schritte zur Stärkung der Versorgungssicherheit vorzubereiten. Zur Verbesserung der längerfristigen Versorgungssicherheit hat der Bundesrat 2021 zudem im Rahmen der Botschaft für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien Massnahmen vorgelegt. Im Weiteren verweist das Monitoring auf bisherige Studien zur System Adequacy und weitere Berichte und Indikatoren (ab Seite 52).
- **Netzentwicklung:** Mehrere Vorhaben des Strom-Übertragungsnetzes, welche noch vor 2013 initiiert worden waren, durchliefen jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. Bei jüngeren Verfahren kann tendenziell eine kürzere Verfahrensdauer festgestellt werden, weil seit 2013 verfahrensbeschleunigende Massnahmen gelten. Eine weitergehende Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren sehen Massnahmen der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze vor, die seit 2018 und 2019 in Kraft sind. Im Berichtszeitraum konnten weitere Prozess- und Verfahrensschritte eingeleitet oder entschieden werden (Seite 30).
- **Energieausgaben und -preise²:** Die *EndverbraucherAusgaben für Energie* betragen in der Schweiz im Jahr 2020 rund 21,7 Mrd. Franken. Das ist der tiefste Wert seit 1999: Als Folge der Covid-19-Pandemie sind die Preise von vielen Energieträgern gefallen und die verbrauchten Mengen zurückgegangen. Besonders stark ausgeprägt war der Rückgang bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe – sie machten aber immer noch rund 40 Prozent aus, das ist etwas weniger, als für Strom ausgegeben wurde. Gut 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben. In den Energieausgaben enthalten sind Ausgaben für die Energie und den Transport sowie sämtliche Steuern und Abgaben. Beim internationalen Vergleich der *Energiepreise für Industriekunden* zeigt sich, dass die Schweiz 2020 beim *Strom* im Vergleich zu Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche Entwicklung aufweist; das Preisniveau in der Schweiz liegt nahe am OECD-Durchschnitt und demjenigen von Frankreich und tiefer als in Deutschland, welches 2020 neu den höchsten Preis unter den OECD-Ländern aufweist. Bei *Heizöl und Diesel* liegen die Preise etwas über dem OECD-Mittelwert. Beim *Erdgas* liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im

² Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die Entwicklung bis Ende 2020 ab. Die im Jahr 2021 beobachteten Preissteigerungen auf diversen Energiemärkten, welche auch Auswirkungen auf die Schweiz haben (insb. Öl, Gas und Strom), sind in den entsprechenden Grafiken noch nicht abgebildet.

Mittel der OECD-Länder, seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. (*ab Seite 70*).

- **CO₂-Emissionen:** Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2019 lagen sie bei rund 4,0 Tonnen und damit 30 Prozent tiefer als im Jahr 2000 (5,8 Tonnen). Damit das langfristige Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher: In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen 2050 pro Kopf noch energiebedingte Treibhausgasemissionen von rund 0,4 Tonnen an. Das bisherige langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie aus dem Jahr 2013, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken, ist folglich überholt (*Seite 83*).
- **Forschung- und Technologie:** Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme festzustellen. 2019 betragen die Aufwendungen real gut 427 Mio. Franken (2018: knapp 406 Mio. Fr.) (*Seite 89*).
- **Internationales Umfeld:** 2021 haben sich die globalen Energiemärkte weitgehend von den deutlichen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie im Vorjahr erholt. Im Verlauf des Jahres sind Preissteigerungen zu beobachten, welche auch Auswirkungen auf die Schweiz haben (insb. Öl, Gas und Strom). Bei den Entwicklungen in der EU erwähnenswert ist das umfassende Legislativpaket unter dem Titel «Fit for 55», welches die Europäische Kommission im Juli 2021 vorlegte: Das Paket trägt einerseits dazu bei, den «European Green Deal» umzusetzen. Weiter soll es ermöglichen, das im europäischen Klimagesetz festgeschriebene Ziel zu erfüllen, wonach die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Die Schweiz ist in mehreren Bereichen von den neuen Vorschlägen betroffen. Die Beziehungen mit der EU auch im Energiebereich waren durch den Entscheid des Bundesrats vom Mai 2021 beeinflusst, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden: Damit ist ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bis auf weiteres nicht absehbar (*ab Seite 93*).

Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden (Bundesrat, 2013). Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom Mai 2017 die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung an, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Mit der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat der Bundesrat im Juni 2021 die Weiterentwicklung der Energiestrategie 2050 auf den Weg gebracht. Vor dem Hintergrund des neuen Klimaziels für 2050 (s. *weiter unten*) müssen insbesondere im Verkehrs- und Wärmebereich fossile Energieträger zu einem grossen Teil durch umweltverträglich erzeugten Strom ersetzt werden. Der Bundesrat will mit der Vorlage, die eine Revision des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes beinhaltet, die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent ausbauen, diese besser ins Stromsystem integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit stärken (Bundesrat, 2021b). Bezüglich kurz- und mittelfristiger Stromversorgungssicherheit und der Zusammenarbeit mit der EU im Strombereich hat der Bundesrat Mitte Oktober 2021 Kenntnis genommen von zwei Berichten: Sie dienen dazu, die weiteren Schritte zur Stärkung der Versorgungssicherheit vorzubereiten, nachdem ein Stromabkommen mit der EU bis auf weiteres nicht absehbar ist (Bundesrat, 2021h). Im Übrigen hat das Parlament Ende September 2021 im Rahmen der parlamentarischen Initiative Girod (19.443) beschlossen, im Sinne einer Überbrückungslösung die Förderung der erneuerbaren Energien zu verlängern und auszubauen, weil das derzeit geltende System bis 2022 befristet ist.

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

2021f). Um die Ende 2021 auslaufenden unbestrittenen Massnahmen zu verlängern und das Verminderungsziel bis 2024 fortzuschreiben, berät das Parlament derzeit die parlamentarische Initiative der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (21.477).

Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen. Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet 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.

Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet ausgewählte Indikatoren und weiterführende quantitative und qualitative Analysen. Diese geben in regelmässigen Abständen darüber Auskunft, wie sich das Schweizer Energiesystem seit dem letzten Beobachtungszeitpunkt entwickelt hat beziehungsweise wo die Umsetzung der Energiestrategie 2050 im Vergleich zu den gesetzlich verankerten Richtwerten steht. Das Monitoring beinhaltet zwei Hauptprodukte, einen jährlichen Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2021 (mit Daten mehrheitlich bis 2020) vorliegt, und eine zusätzliche fünfjährige Berichterstattung.

Der jährlich aktualisierte Monitoring-Bericht enthält quantitative Indikatoren mit wichtigen energiewirtschaftlichen Kennzahlen, ergänzt mit deskriptiven Teilen. Die fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments ergänzt und vertieft die jährliche Monitoring-Berichterstattung mit weiteren Analysen. Insbesondere soll sie Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Richtwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche Massnahmen zu beschliessen oder bestehende anzupassen. Die Berichte richten sich an die Politik und die Verwaltung, an Kreise aus der Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft sowie an die interessierte Bevölkerung.

Bezugsrahmen für das Monitoring

Die Energiestrategie 2050 bildet mit ihren Zielsetzungen und Stossrichtungen den Bezugsrahmen für die Beobachtung und Beurteilung der schweizerischen Energiepolitik im vorgesehenen Monitoring (vgl. *Abbildung 1*). Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012). Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» wurden diese Werte im Rahmen der laufenden EnG-Revision teilweise angepasst und sollen nicht mehr als Richtwerte, sondern als verbindliche Ziele im Gesetz verankert werden, dies auf Basis der Energieperspektiven 2050+ (Bundesrat, 2021b). Für das Monitoring relevant sind weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze, vgl. auch Bundesrat, 2016), welches gleichzeitig mit den dazugehörigen Verordnungen seit Juni 2019 respektive Juni 2021 in Kraft ist. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik (Bundesrat, 2019b+2021a).

Bereich	2020 gemäss EnG	2035 gemäss EnG resp. Bot- schaft zum Bundesgesetz über eine sichere Strom- versorgung mit erneuer- baren Energien (in Klam- mern)	2050 gemäss Botschaft zum Bun- desgesetz über eine sichere Stromversorgung mit er- neuerbaren Energien (in Klammern)
Durchschnittlicher Energiever- brauch pro Person und Jahr	minus 16%	minus 43%	minus 54% (neu: -53%)
Durchschnittlicher Stromver- brauch pro Person und Jahr	minus 3%	minus 13%	minus 18% (neu: -5%)
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	mindestens 4,4 Tera- wattstunden (TWh)	mindestens 11,4 TWh (neu: 17 TWh)	mindestens 24,2 TWh (neu: 39 TWh)
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Wasserkraft	kein Richtwert für 2020	mindestens 37,4 TWh	mindestens 38,6 TWh

Abbildung 1: Zielsetzungen Energiestrategie 2050

Stossrichtungen der Energiestrategie 2050

Um aufzuzeigen, auf welchem Weg die Zielsetzungen erreicht werden können, definiert die Energiestrategie 2050 eine Reihe von grundsätzlichen Stossrichtungen, welche für das Monitoring ebenfalls relevant sind (Bundesrat, 2013+2021b):

- *Energie- und Stromverbrauch senken:* Der sparsame Umgang mit Energie im Allgemeinen und Strom im Speziellen wird mit verstärkten Effizienzmassnahmen gefördert;
- *Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen:* Die Stromproduktion aus Wasserkraft sowie aus den neuen erneuerbaren Energien (Sonne, Biomasse, Biogas, Wind, Abfall, Geothermie) wird ausgebaut. Weiter soll die Möglichkeit bestehen, die Nachfrage falls nötig u.a. mittels Wärmekraftkoppelung sowie gegebenenfalls durch vermehrte Importen von Strom zu decken;
- *Energieversorgung sichern:* Wichtig ist der ungehinderte Zugang zu den internationalen Energiemärkten. Neben dem Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und den Verbesserungen bei der Energieeffizienz ist der Stromaustausch mit dem Ausland für eine sichere Stromversorgung und den temporären Ausgleich erforderlich. Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromaustausch sind ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze und ein Umbau der Netze zu Smart Grids nötig. Das Schweizer Stromnetz soll zudem optimal an das europäische Stromnetz angebunden sein;
- *Um- und Ausbau der Stromnetze vorantreiben unter Beachtung der Energiespeicherung:* Mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien steigt aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der Bedarf für einen Um- und Ausbau der Stromnetze und der Bedarf an Energiespeichern;

- *Energieforschung stärken:* Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems ist eine gezielte Stärkung der Energieforschung nötig. Dazu verabschiedete das Parlament 2013 den Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ (Bundesrat, 2012). Im September 2020 genehmigte das Parlament das Forschungsförderungsinstrument «Swiss Energy Research for the Energy Transition» (SWEET), mit dem der Bundesrat die Forschung in den für die Energiestrategie 2050 zentralen Bereichen weiter vorantreiben will (Bundesrat, 2020c);
- *EnergieSchweiz:* Die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz fördern zusammen mit den Kantonen, Gemeinden und Marktpartnern Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Mittel sind Projektförderung, Information, branchenspezifische Lösungsentwicklung, Aus- und Weiterbildung, Qualitätssicherung sowie Koordination von schweizweiten Massnahmen;
- *Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, der Städte und der Gemeinden vorleben:* Diese gehen etwa bei den Baustandards für ihre eigenen Bauten mit gutem Beispiel voran. Die vom Programm EnergieSchweiz vergebenen Auszeichnungen Energiestadt und Energie-Region sowie die Gebäudelabel-Familie spielen hier eine wichtige Rolle. Im Weiteren verabschiedete der Bundesrat 2019 das «Klimapaket Bundesverwaltung», mit dem anknüpfend an die Energiestrategie 2050 die Treibhausgasemissionen der Bundesverwaltung stärker gesenkt werden sollen (Bundesrat, 2019a);
- *Internationale Zusammenarbeit weiter verstärken:* Die Schweiz als bedeutender Forschungs- und Innovationsstandort kann zum Aufbau von Wissen und Technologietransfer im Energiebereich international beitragen und auch davon profitieren. Die Einbindung in internationale Krisenmechanismen hilft bei der Bewältigung allfälliger Krisensituationen.

Themenfelder und Indikatoren des Monitorings

Aus den oben genannten Zielsetzungen, Richtwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und rund 44 Indikatoren sowie deskriptive Teile ab, welche im jährlichen Monitoring verfolgt werden. Diese Beobachtungen sollen alle fünf Jahre in einer zusätzlichen Berichterstattung mit weiteren Analysen ergänzt und vertieft werden.

Methodische Anmerkungen

Das jährliche Monitoring der Energiestrategie 2050 umfasst im Sinne eines Gesamtüberblicks (nicht auf Massnahmenebene) ein breites Spektrum an Themen und ausgewählten Indikatoren in den Bereichen Gesamtenergie und Strom, Netzentwicklung, Versorgungssicherheit, Energieausgaben und -preise, energiebedingte CO₂-Emissionen und beschreibt Entwicklungen im internationalen Umfeld sowie in der Forschung und Technologie. Publiziert werden jeweils eine ausführliche Fassung des jährlichen Monitoring-Berichts (wie er hier vorliegt) sowie eine Kurzfassung, welche die wichtigsten Indikatoren und Ergebnisse zusammenfasst. Beide Versionen sind auf www.energiemonitoring.ch aufgeschaltet. Das jährliche Monitoring stützt sich im Wesentlichen auf bereits vorhandene und publizierte Daten und Berichte und nutzt gezielt Synergien zu bestehenden Monitoring-Systemen des Bundes. Als Ausgangsjahr für die Indikatoren gilt in der Regel das Jahr 2000. Bei einigen Indikatoren ist eine längere Zeitreihe sinnvoll, bei anderen wird eine kürzere Zeitspanne angezeigt, weil erst seit jüngerer Zeit Daten verfügbar sind. Im jährlichen Monitoring können nicht alle relevanten und interessanten Fragestellungen in Form von jährlich aktualisierbaren Indikatoren beobachtet und analysiert werden. Dafür sind entweder vertiefende Untersuchungen über einen längeren Zeithorizont nötig oder die jährliche Datenerhebung wäre zu aufwändig, respektive die Datengrundlagen fehlen. Das jährliche Monitoring weist daher naturgemäss Lücken auf. Es versteht sich jedoch als System, das regelmässig überarbeitet und weiterentwickelt werden soll. Im Weiteren stellt die jährliche Berichterstattung eine energiewirtschaftliche und energiestatistische Auslegeordnung dar und verzichtet auf weitergehende Schlussfolgerungen. Mit der fünfjährigen Berichterstattung des Bundesrats zu Handen des Parlaments besteht derweil ein Gefäss, welches einerseits vertiefende Untersuchungen aufnehmen kann. Diese werden koordiniert mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Energieperspektiven, Evaluationen). Andererseits ermöglicht die fünfjährige Berichterstattung eine energiepolitische Standortbestimmung und kann Handlungsempfehlungen abgeben.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die ausgewählten Themenfelder und Indikatoren, welche im jährlichen Monitoring-Bericht im Zentrum stehen. Rot hervorgehoben sind die **Leitindikatoren**, welche im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 besonders im Fokus stehen. Die Indikatoren in blauer Farbe bezeichnen **vertiefende Indikatoren**, welche für den Gesamtkontext der Energiestrategie respektive für den sukzessiven Umbau des Energiesystems wichtig sind.

Themenfeld	Indikatoren des jährlichen Monitoring-Berichts (ausführliche Fassung)
Energieverbrauch und -produktion	<ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch pro Person und Jahr • Stromverbrauch pro Person und Jahr • Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) • Stromproduktion aus Wasserkraft • Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs • Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren • Anteil erneuerbare Energien am Gesamtenergieverbrauch • Energieverbrauch nach Verwendungszwecken • Endenergie- und Stromverbrauch im Verhältnis zum BIP (Energie-/Stromintensität) • PV-Anlagen im Eigenverbrauch (total sowie in ZEV)
Netzentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> • Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz • Erdverlegung von Leitungen (Verkabelung) • Netzinvestitionen und -abschreibungen (Übertragungs- und Verteilnetz) • Intelligente Zähler (Smart Meter) • Spannungsregelungsinstrumente (Transformation) • Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)
Versorgungssicherheit	<p><i>Energieübergreifend</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Diversifizierung) • Stromproduktion nach Energieträgern (Diversifizierung) • Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen sowie inländische Produktion (Auslandabhängigkeit) <p><i>Strom</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Berichte zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit (deskriptiv) • System Adequacy (deskriptiv) • Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf • Importkapazität (Net Transfer Capacity) • Netzstabilität (N-1-Verletzungen) • Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit (SAIDI) <p><i>Erdgas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Zweistoffanlagen • Infrastrukturstandard/N-1-Kriterium <p><i>Erdöl</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Diversifikation Transportmittel • Import-Portfolio Rohöl • Einfuhr Rohöl und Erdöl-Produkte
Ausgaben und Preise	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung und Treiber der Endverbraucherausgaben für Energie • Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich • Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen • Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte
CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> • Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf • Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren • Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie u. Dienstl. pro Bruttowertschöpfung • Energiebedingte CO₂-Emissionen Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und -leistung
Forschung und Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgaben der öffentlichen Hand für Energieforschung • Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie (deskriptiv)
Internationales Umfeld	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung der globalen Energiemärkte (deskriptiv) • Entwicklungen in der EU (deskriptiv) • Internationale Klimapolitik (deskriptiv) • Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich (deskriptiv)

Abbildung 2: Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)

Themenfeld Energieverbrauch und -produktion

Die Senkung des Energie- und Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmassnahmen ist eine der Hauptstossrichtungen der Energiestrategie 2050 und damit ein wichtiger Pfeiler der Energiegesetzgebung. Dasselbe gilt für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, welche den schrittweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten teilweise kompensieren muss. Das Monitoring der Energiestrategie 2050 analysiert diese zentralen Fragestellungen beim sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken in erster Linie die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft ab. Relevant sind zudem die Grundsätze im EnG, wonach jede Energie möglichst sparsam und effizient zu verwenden (Energieeffizienz) und der Gesamtenergieverbrauch zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien zu decken ist. Als Kontextinformationen werden weitere vertiefende Indikatoren zum Energieverbrauch und zur Stromproduktion angefügt.

Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

Das geltende EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest. Für die Ableitung dieser Richtwerte dienten die Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012) als Grundlage³. Dort wurde im Verkehrssektor der Treibstoffverbrauch für den internationalen Flugverkehr sowie der Gasverbrauch der Kompressoren zum Betrieb der Transitleitung für Erdgas nicht berücksichtigt. Auch die statistische Differenz inkl. Landwirtschaft wurde nicht einbezogen. Neben der tatsächlichen Entwicklung seit 2000 wird im Monitoring zusätzlich der witterungsberichtigte Verlauf angegeben, denn insbesondere der jährliche Verbrauch von Energie für Raumwärme ist stark von der Witterung abhängig⁴. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt eine von der Bevölkerungsentwicklung unabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Im Gegensatz zu den relativen Richtwerten beim Energie- und Stromverbrauch sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien absolute Richtwerte vorgegeben (*s. weiter unten*).

³ 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» wurden diese Werte im Rahmen der Botschaft zum neuen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien überprüft und teilweise angepasst, dies auf Basis der Energieperspektiven 2050+ (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Neu sollen sie zudem als verbindliche Ziele anstelle von Richtwerten im Gesetz verankert werden, und dies sowohl für 2035 als auch für 2050.

⁴ Der witterungsabhängige Energieverbrauch für Raumwärme wird je Energieträger mit dem so genannten Gradtag-Strahlungsverfahren witterungsberichtigt (Prognos, 2015). Der Anteil Raumwärme am Endenergieverbrauch je Energieträger basiert auf den Analysen des schweizerischen Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken. Die jährlichen Witterungsberichtigungsfaktoren beziehen sich auf das Mittel aller Gebäudetypen und sind auf das Jahr 2000 normiert.

Endenergieverbrauch pro Person und Jahr

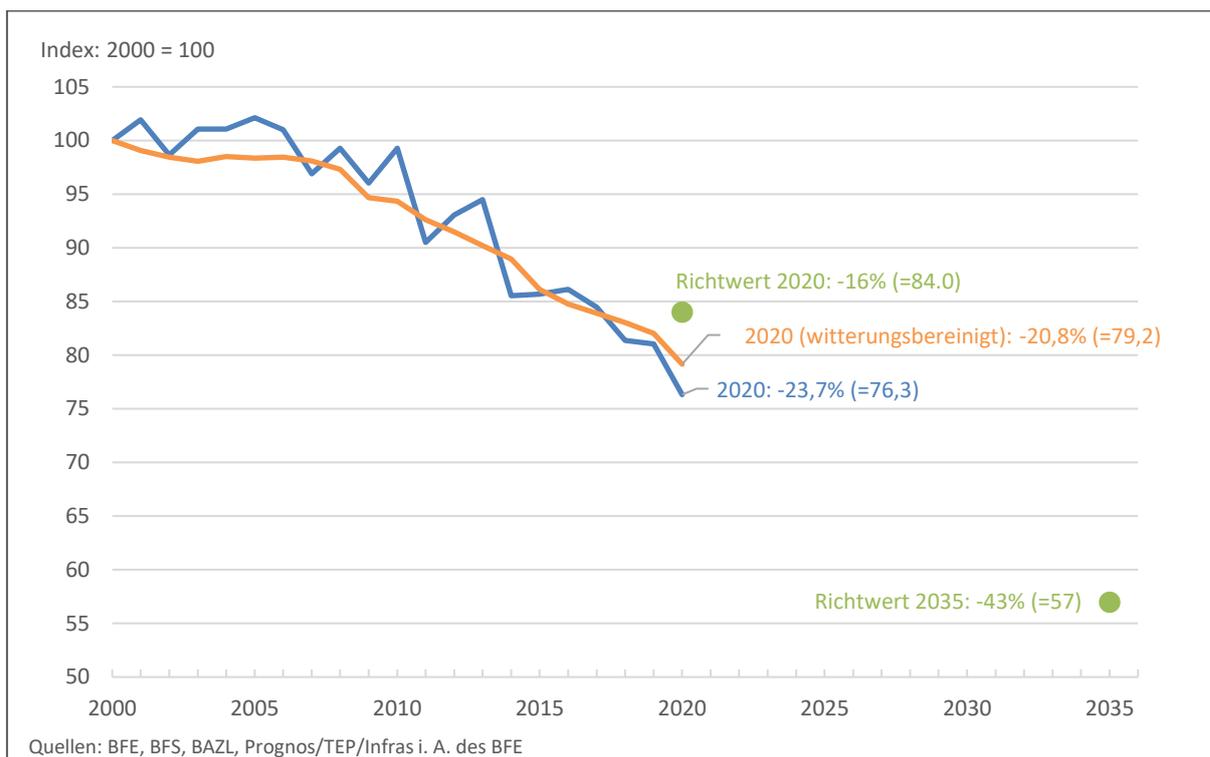


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs⁵ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch 2020 um 11,8 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 20,2 Prozent zugenommen hat. Der deutliche Rückgang des Endverbrauchs im Jahr 2020 ist hauptsächlich auf den starken Rückgang der Treibstoffnachfrage im Verkehrssektor aufgrund der Covid-19-Pandemie zurückzuführen (s. *auch nachfolgenden Indikator «Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren»*). Der Rückgang des Endverbrauchs gemäss Abgrenzung der Richtwerte im EnG ist mit 8,2 Prozent geringer, weil hier der internationale Luftverkehr und damit die stark rückläufige Kerosinnachfrage nicht berücksichtigt ist. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent bis 2035. 2020 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 82,2 Gigajoule (0,023 GWh) und damit 23,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 20,8 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (vgl. *orange Kurve*). Der geltende Richtwert im EnG für 2020 wurde bereits in den letzten drei Jahren vor der Covid-19-Pandemie unterschritten. Die Entwicklung der mengentreibenden Faktoren in den letzten Jahren (wie Bevölkerung, BIP und Fahrzeugbestand) deuten nicht darauf hin, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr ohne Corona unerwartet stark angestiegen wäre: Der geltende Richtwert im EnG für 2020 wäre daher mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Einfluss der Pandemie erreicht worden. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,7 Prozent pro Jahr und 1,4

⁵ Ohne internat. Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

Prozent, wenn nur die 10 Jahre vor der Pandemie bis und mit 2019 berücksichtigt werden. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um 10,6 Prozent abgenommen (respektive um 5,1 Prozent gemäss Abgrenzung der Richtwerte im EnG). Neben den Folgen der Covid-19-Pandemie ist das vorwiegend auf die wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2020 wirkten die Mengeneffekte verbrauchsfördernd; dazu werden alle „reinen“ Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchsfördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2020 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin durch Diesel festzustellen. Als Folge des Abgasskandals ist dieser Effekt seither wieder von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2021a / BFS, 2021a / BAZL, 2021 / Prognos/TEP/Infras 2021a+b).

Stromverbrauch pro Person und Jahr

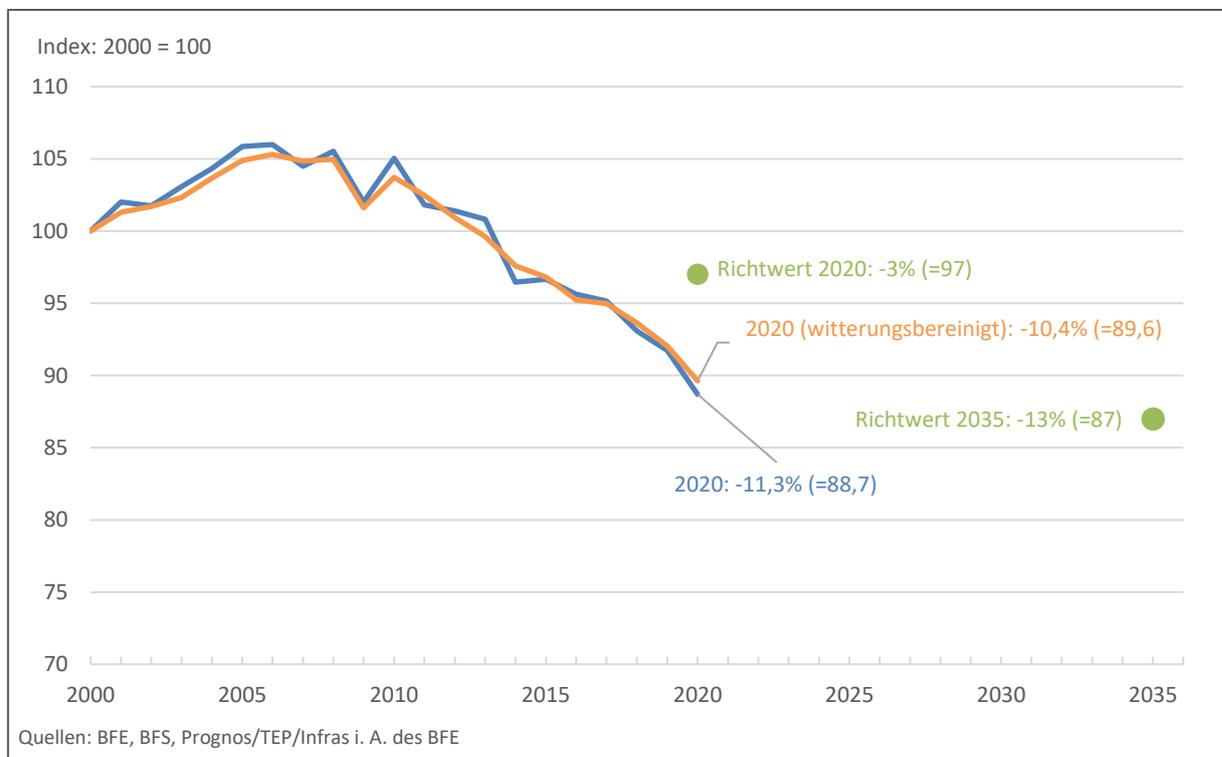


Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs⁶ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2020 um 3,6 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 15,4 Prozent gestiegen ist. Der starke

⁶ ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft
16/109

Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Im Vergleich zum Endverbrauch hatte die Covid-19-Pandemie nur einen geringen Effekt auf den Stromverbrauch des gesamten Jahres 2020. Die Auswirkungen waren vor allem temporär von Beginn des Lockdowns Mitte März bis zu den ersten Lockerungen Ende April. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2020 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 22,8 Gigajoule (0,006 GWh) und damit 11,3 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 10,4 Prozent (*vgl. orange Kurve*). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. Dies wäre mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne Covid-19-Pandemie der Fall gewesen: Seit 2015 liegt der Stromverbrauch pro Kopf unter dem Richtwert für 2020. Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,4 Prozent pro Jahr. Auch wenn sich der Stromverbrauch in den nächsten Jahren weiter mit dieser Rate reduziert, kann der Richtwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden: Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, neue Verbraucher wie Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung). Aus diesem Grund sind mittel- und langfristig weitere deutliche Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch nötig, um den zusätzlichen Stromverbrauch durch die Elektrifizierung des Energiesystems zu kompensieren. 2020 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 2,6 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang ist neben der Covid-19-Pandemie hauptsächlich die gegenüber dem Vorjahr wärmere Witterung. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2020 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte bei (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen). Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) und technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2021a / BFS, 2021a / Prognos/TEP/Infras 2021a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)

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

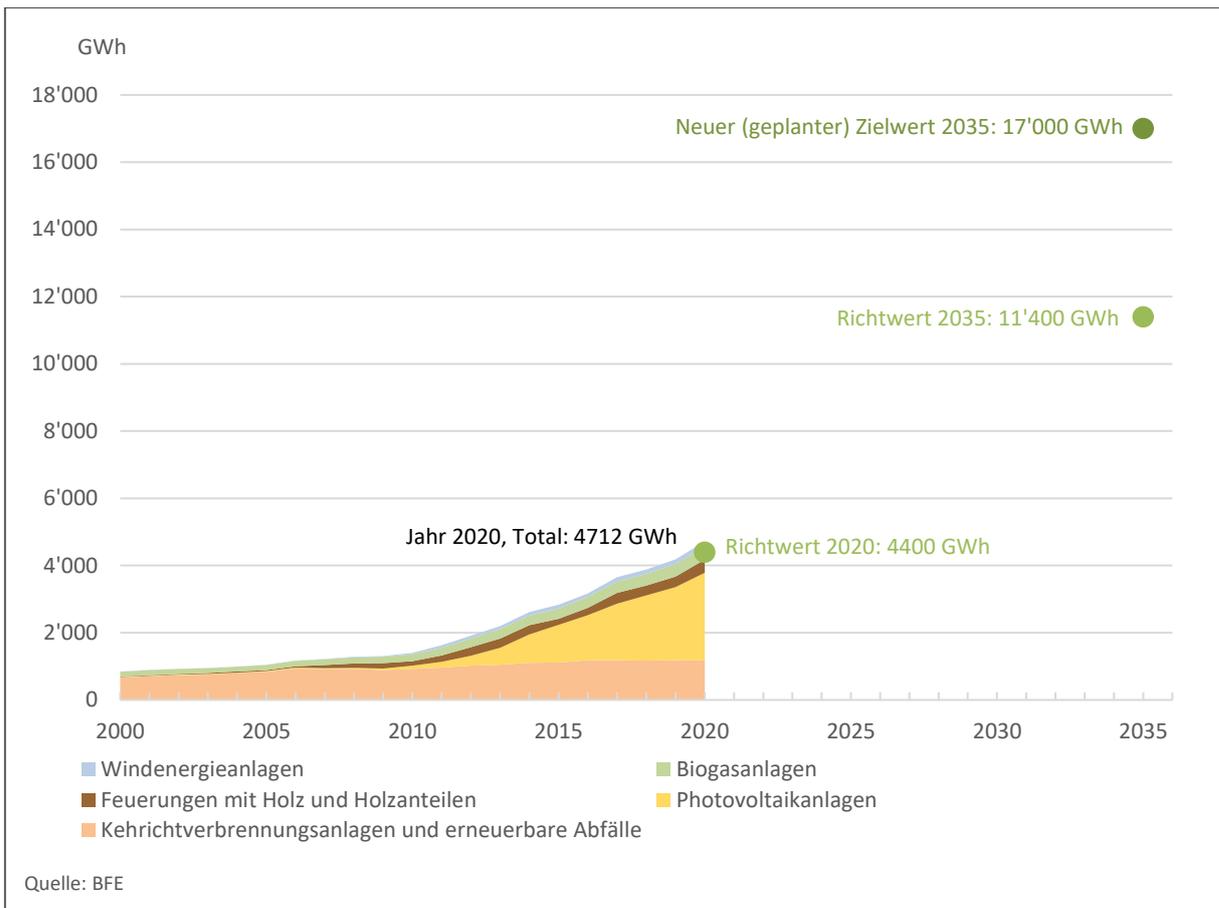


Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie *Abbildung 5* zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2020 betrug die Produktion 4712 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 7,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Zwischen 2010 und 2020 wurde ein Nettozuwachs von rund 3000 GWh angestrebt. Effektiv realisiert wurde ein Zuwachs von 3309 GWh. Damit ist der Richtwert von 4400 GWh im Jahr 2020 vollständig erreicht.

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

Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass der Ausbau nicht bei allen erneuerbaren Stromproduktionsarten im gleichen Tempo erfolgt: Seit 2010 hat die Photovoltaik (PV) absolut gesehen am stärksten zugelegt. Rund 55,2 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion bei. Deutlich geringer fiel das Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (trägt mit 25,1 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion bei), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2020:

8,4%), aus Biogas (Anteil 2020: 8,3%), Windenergie (Anteil 2020: 3,1%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2021a / Bundesrat, 2021b).

Stromproduktion aus Wasserkraft

Die Wasserkraft trägt den Grossteil zur Schweizer Stromversorgung bei und soll gemäss Energiestrategie 2050 und Energiegesetz weiter ausgebaut werden. 2035 soll die durchschnittliche Produktion gemäss Richtwert im geltenden Energiegesetz (Art. 2, Abs. 2) bei mindestens 37'400 GWh liegen (ein Richtwert für 2020 wurde nicht gesetzt). Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse in diesen Zahlen enthalten. Beim Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft stützen sich Energiestrategie 2050 und Energiegesetz auf eine mittlere Produktionserwartung⁷ auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

⁷ Mittlere Produktionserwartung zuzüglich Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb. Hinweis: Basisjahr, Zeitreihe und Grafik wurden aufgrund einer ausserordentlichen Korrektur der Wasta nachträglich angepasst (vgl. Medienmitteilung BFE vom 5. Mai 2022).

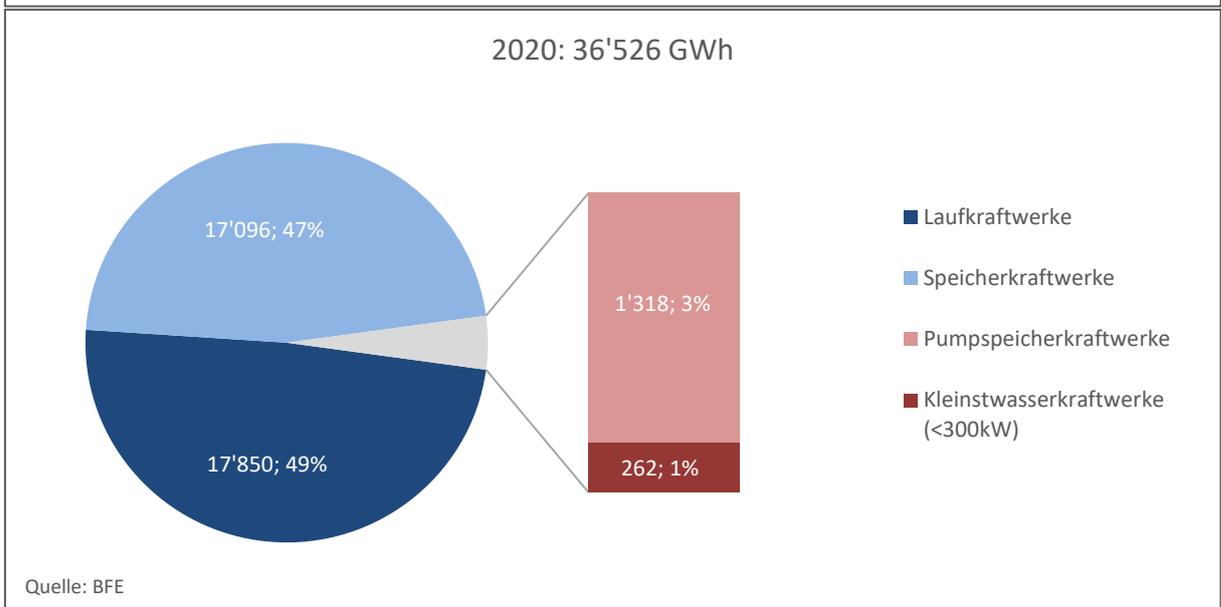
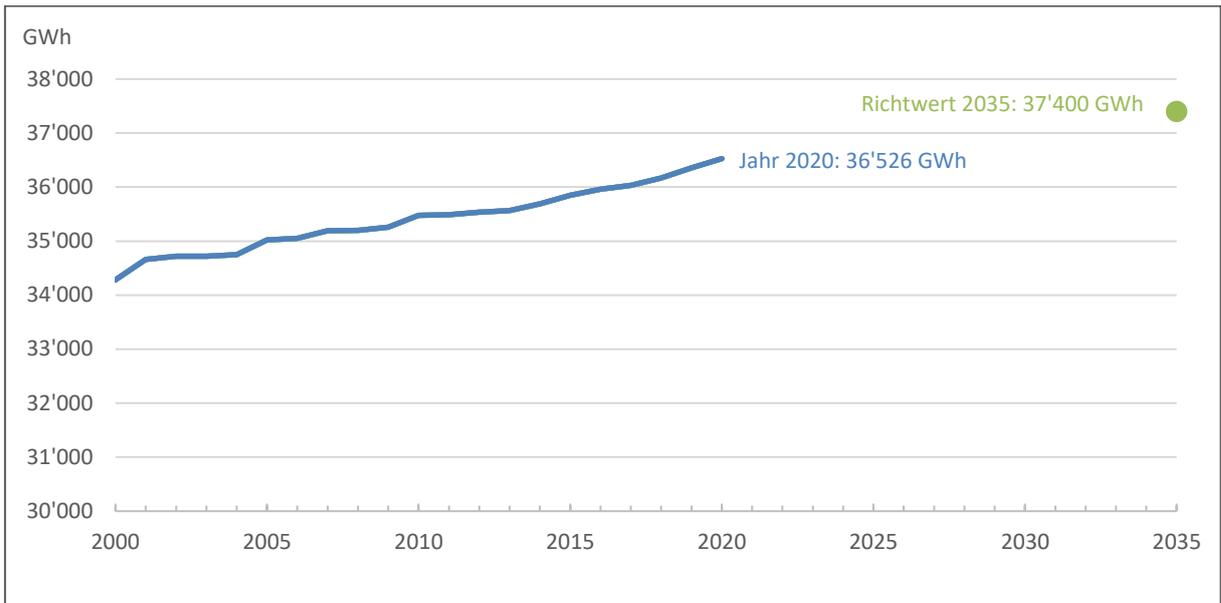


Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr

Abbildung 6 (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 (s. *obere Grafik*). 2020 (Stand 1.1.2021) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'526 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'488 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 54,0 Prozent erreicht. 2020 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 167 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 98 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 58 GWh notwendig. Die untere Grafik zeigt die Aufteilung der mittleren Produktionserwartung nach Kraftwerktyp (Kreisdiagramm) im Berichtsjahr. Diese Anteile sind seit dem Jahr 2000 mehr oder weniger konstant geblieben (Quelle: BFE, 2021b).

Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch

Neben den Pro-Kopf-Werten liefert die Gesamtbetrachtung des Energie- und Stromverbrauchs wichtige Kontextinformationen über die Einflussfaktoren des Verbrauchs sowie über den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, wie es in der Energiestrategie 2050 aufgezeigt wird. Im Gegensatz zu den obigen Verbrauchsindikatoren sind die nachfolgenden Indikatoren im Sinne einer Gesamtsicht grundsätzlich gemäss der Gesamtenergiestatistik abgegrenzt (inkl. internationalem Flugverkehr und statistischer Differenz, nicht witterungsbereinigt). Auf Grund der deutlichen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf die globalen Flugbewegungen und den Flugtreibstoffabsatz wurden im vorliegenden Berichtsjahr wo nötig zusätzlich Angaben ohne den internationalen Luftverkehr ergänzt. Im Weiteren werden PV-Anlagen im Eigenverbrauch näher beleuchtet.

Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

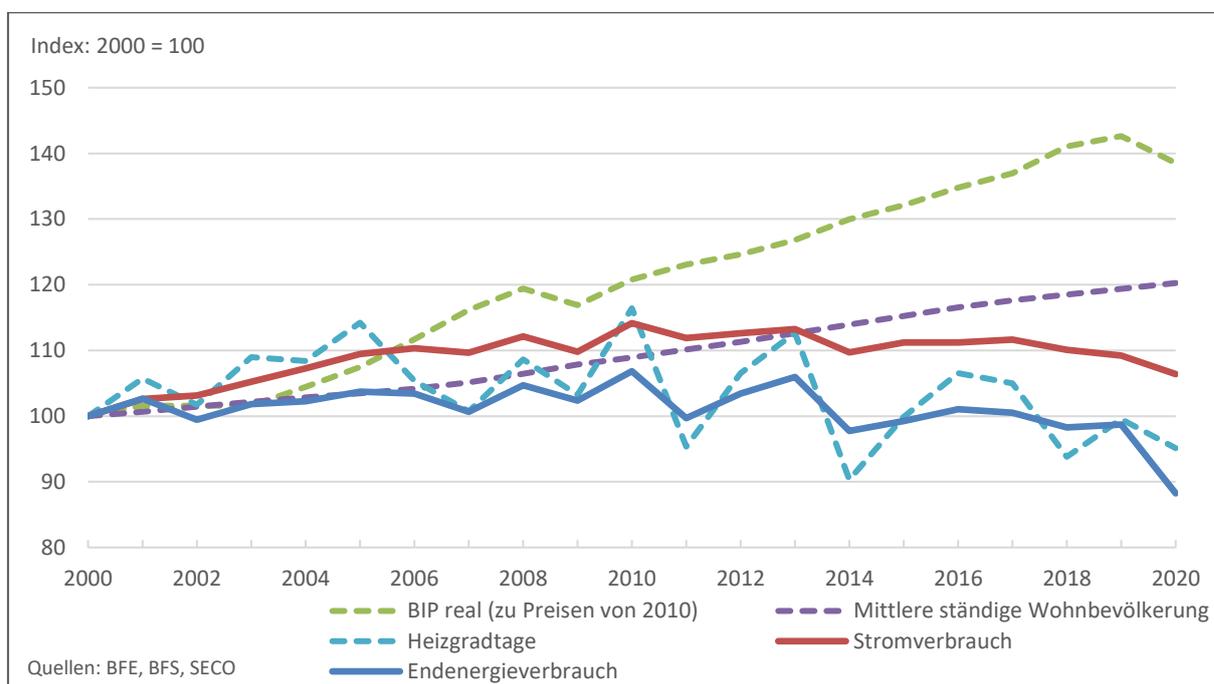


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, BIP und Witterung/Heizgradtage) seit dem Jahr 2000. Kurzfristig hat die Witterung einen grossen Einfluss auf den Energieverbrauch, langfristig sind u.a. BIP und Bevölkerungswachstum bestimmend für die Verbrauchsentwicklung. Über die gesamte Zeitperiode hatten auch weitere nicht in der Grafik dargestellte Faktoren einen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Dazu gehören u.a. etwa der technologische Fortschritt und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs, aber auch Substitutionseffekte, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für denselben Verwendungszweck entstehen (z.B. den Wechsel von Benzin zu Diesel im Verkehr oder von Heizöl zu Erdgas zu Heizzwecken). Beim Energieverbrauch ist seit dem Jahr 2000 eine Stabilisierung festzustellen; der Stromverbrauch ist bis Ende der 2000er-Jahre angestiegen, seither hat sich das Wachstum verlangsamt respektive es zeichnet sich ebenfalls eine Stabilisierung ab. Dies obwohl Bevölkerung und BIP von 2000 bis 2020 deutlich gewachsen sind. Der Rückgang des BIP im Jahr 2009 ist auf die wirtschaftliche Abkühlung infolge der damaligen Finanz- und Wirtschaftskrise zurückzuführen, derjenige im 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie.

starker Rückgang der Heizgradtage ersichtlich, was sich dämpfend auf den Energie- und Stromverbrauch auswirkte. Der deutliche Rückgang des Endverbrauchs in 2020 ist hauptsächlich auf die Covid-19-Pandemie zurückzuführen (Quelle: BFE, 2021a).

Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren

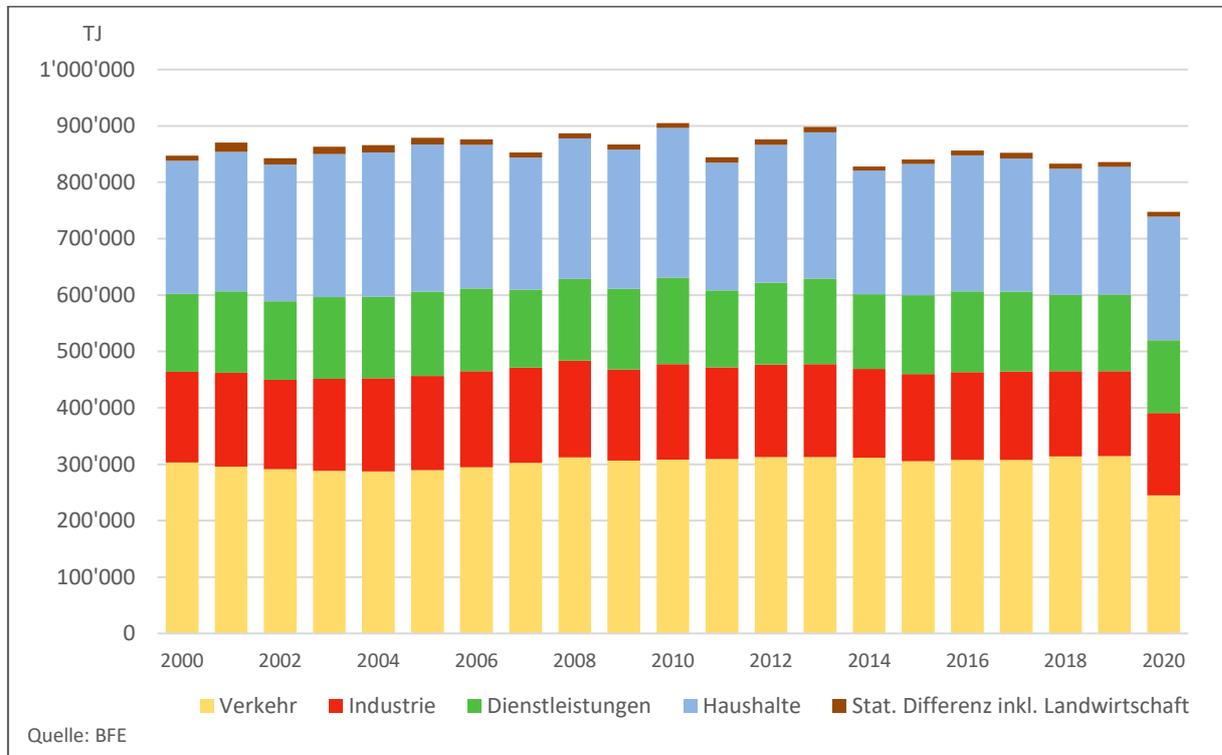


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2020 bei 747'400 Terajoule (TJ). Gegenüber 2019 ist der Endenergieverbrauch deutlich um 10,6 Prozent gesunken. Hauptgründe dafür sind die Covid-19-Pandemie und die im Vergleich zum Vorjahr wärmere Witterung. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch um 11,8 Prozent abgenommen (2000: 847'350 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 20,2 Prozent stieg. Dieser deutliche Rückgang gegenüber 2000 ist ebenfalls hauptsächlich auf die Covid-19-Pandemie zurückzuführen. In den letzten drei Jahren vor der Pandemie lag der Rückgang gegenüber dem Jahr 2000 im Mittel bei -0,8 Prozent. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 8* die historische Auswirkung der Pandemie auf den Energieverbrauch im Verkehrssektor. Der Benzin- und Dieserverbrauch ging insgesamt um 8,1 Prozent zurück (Benzin -11,4%, Diesel -5,2%). Der Absatz der Flugtreibstoffe brach um 62,2 Prozent ein (bei dieser Betrachtung unter Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs). Insgesamt lag 2020 der Verbrauch im Verkehrssektor 22,0 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Trotz dieses deutlichen Rückgangs stellt der **Verkehr** die grösste Verbrauchergruppe dar. 2020 betrug der Anteil 32,8 Prozent (2000: 35,8%; 2019: 37,6%). Der Anteil des internationalen Flugverkehrs am Verbrauch des Verkehrssektors betrug aufgrund der der historischen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf die globalen Flugbewegungen noch lediglich 11,9 Prozent (2000: 21,0%, 2019: 24,9). Der Anteil des **Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2020 auf 19,5 Prozent (2000: 19,0%; 2019: 18,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 17,3 Prozent (2000: 16,3%; 2019: 16,3%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 29,3 Prozent (2000: 27,9%; 2019: 27,1%).

Neben der Pandemie führte 2020 die warme Witterung zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs von Energieträgern zu Heizzwecken. Dies zeigt sich hauptsächlich in einem Verbrauchsrückgang bei den privaten Haushalten (-7'720 TJ, -3,4%) und im Dienstleistungssektor (-6'660 TJ, -4,9%). Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch in der kurzen Frist stark von der Witterung abhängig ist. Eine Abnahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich auch im Industriesektor -4'970 TJ, -3,3%). Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren abgenommen (Haushalte: -9'570 TJ, -7,3%; Industrie: -15'230 TJ, -9,5%; Dienstleistungen: -8'430 TJ, -6,1%; Verkehr: -58'160 TJ, -19,2%), wobei der deutliche Rückgang im Verkehrssektor im Kontext der Covid-19-Pandemie differenziert zu betrachten ist: In den letzten drei Jahren vor der Pandemie lag der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Mittel 2,9 Prozent höher als im Jahr 2000.

Langfristig sind in allen Sektoren die Mengeneffekte der stärkste verbrauchstreibende Faktor. Den grössten Einfluss haben die Mengeneffekte auf den Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Verkehrs. In beiden Sektoren ist seit 2000 ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+20,2%), Energiebezugsflächen in Wohnungen (+31,4%), Motorfahrzeugbestand (+36,1%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Die Verbrauchszunahme aufgrund der Mengeneffekte konnte dadurch in allen Sektoren vollständig kompensiert werden. Dass die Mengeneffekte langfristig auch im Verkehrssektor kompensiert werden konnten, ist hauptsächlich auf den starken Rückgang der Mengeneffekte (Rückgang der Verkehrsnachfrage) aufgrund der Corona-Pandemie zurückzuführen. Substitutionseffekte wirkten in der Summe ebenfalls reduzierend auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war diese Reduktionswirkung deutlich geringer. Von Bedeutung war dabei insbesondere bei den privaten Haushalten aber auch im Dienstleistungssektor der Trend weg von Heizöl zu Erdgas, Fernwärme, Holz und Umgebungswärme im Bereich Raumwärme. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin mit Diesel festzustellen. In der Folge des Abgasskandals ist dieser Effekt aber seither wieder von geringerer Bedeutung. Struktureffekte und die Witterung hatten langfristig eine geringe Wirkung auf das Verbrauchsniveau in den einzelnen Sektoren.

Über alle Sektoren betrachtet wurde der Anstieg des Energieverbrauchs aufgrund der Mengeneffekte durch die Abnahme aufgrund der technischen Entwicklung und der politischen Massnahmen sowie aufgrund von Substitutionseffekten mehr als kompensiert. Deshalb hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2021a / Prognos/TEP/Infras 2021a+b).

Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

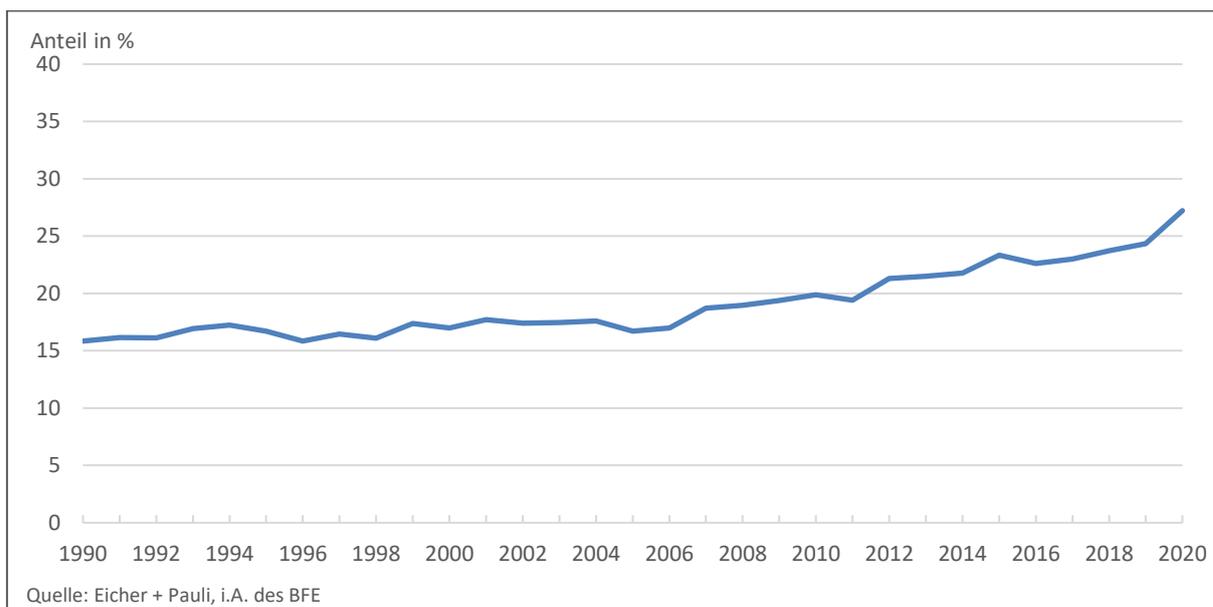


Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

Der Gesamtenergieverbrauch soll gemäss Energiestrategie 2050 und Energiegesetz künftig zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. *Abbildung 9* zeigt, dass der erneuerbare Anteil am gesamten Endenergieverbrauch seit 2000 gestiegen ist. Ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch lag 2020 insgesamt bei 27,2 Prozent (2019: 24,3 Prozent; 2000: 17,0 Prozent). Diese deutliche Zunahme des Anteils gegenüber dem Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass die Covid-19-Pandemie kaum einen Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Strom- und Wärmeproduktion hatte, während der Endverbrauch deutlich gesunken ist (Quelle: Eicher + Pauli, 2021).

Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken veranschaulicht, wie sich der Gesamtverbrauch auf die wesentlichsten Verwendungszwecke wie Beleuchten, Heizen, Kochen, Transportieren usw. verteilt. Diese sind meist in mehreren Sektoren relevant. Berücksichtigt werden einerseits Verwendungszwecke, die einen grossen Anteil am Gesamtverbrauch haben, wie Raum- und Prozesswärme, Mobilität, Prozesse und Antriebe. Andererseits sind weitere Bereiche relevant, die im gesellschaftlichen Fokus stehen, wie Beleuchtung sowie Information und Kommunikation (I & K). Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken stützt sich auf modellbasierte Analysen, welche den inländischen Energieverbrauch abdecken. Das heisst, dass der internationale Flugverkehr und der Tanktourismus nicht berücksichtigt werden, dies im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik.

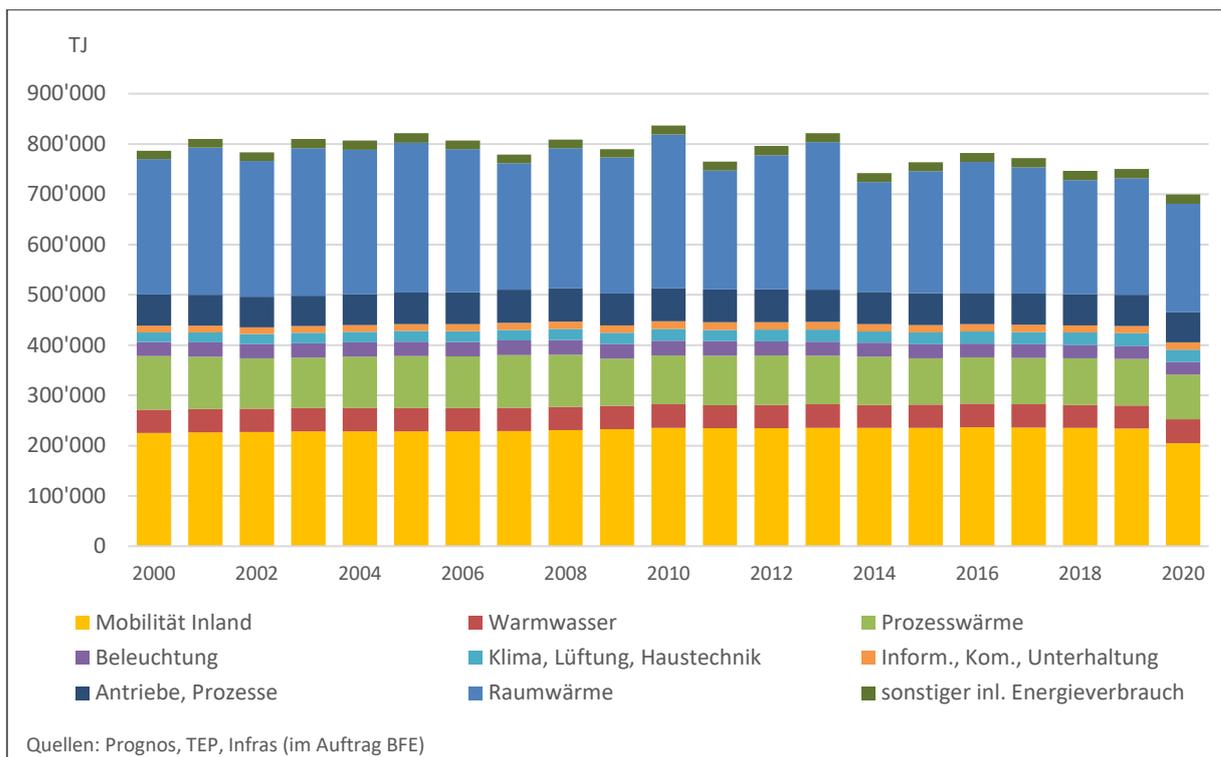


Abbildung 10: Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs⁸ nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch 2020 gegenüber 2019 deutlich abgenommen hat (-6,8%). Dies ist hauptsächlich auf den Rückgang der inländischen Mobilität (-12,4%) und die wärmere Witterung zurückzuführen. Die Zahl der Heizgradtage hat um 4,4 Prozent abgenommen. Der Raumwärmeverbrauch ist um 6,8 Prozent gesunken. Des Weiteren waren im Jahr 2020 die Verbräuche für Prozesswärme (-3,4%), Beleuchtung (-3,3%), Klima, Lüftung und Haustechnik (-3,3%), Antriebe und Prozesse (-3,8%) sowie für sonstige Verwendungszwecke (-2,1%) gegenüber dem Vorjahr sinkend. Gestiegen sind hingegen die Verbräuche von Warmwasser (+3,0%) sowie von Information, Kommunikation und Unterhaltung (+0,3%). Der jährliche Raumwärmebedarf schwankt aufgrund der Witterung stark. Insgesamt hat er jedoch gegenüber 2000 deutlich abgenommen (-19,7%; witterungsbereinigt -13,0%). Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Prozesswärme (-16,4%), Beleuchtung (-9,3%), Prozesswärme (-16,4%), Antriebe und Prozesse (-3,5%) und der inländischen Mobilität (-8,9%). Der Rückgang des Verbrauchs der inländischen Mobilität gegenüber 2000 ist auf den deutlichen Rückgang zwischen 2019 und 2020 zurückzuführen. In 2019 resultierte für die inländische Mobilität noch eine Zunahme von 4,1 Prozent gegenüber 2000. Zugenommen haben die Verbräuche für Warmwasser (+1,7%), für Klima, Lüftung und Haustechnik (+26,9 %) sowie für die sonstigen Verbräuche (+11,2%)⁹. Eine Zunahme gegenüber 2000 zeigt sich auch bei Information, Kommunikation und Unterhaltung (+5,7%), seit 2011 ist dieser Verbrauch aber wieder rückläufig.

⁸ Der inländische Endenergieverbrauch entspricht bei der Darstellung nach Verwendungszwecken dem gesamten Endenergieverbrauch abzüglich sonstiger Treibstoffe. In den sonstigen Treibstoffen sind der internat. Flugverkehr und der Tanktourismus enthalten.

⁹ Alle Verbräuche, die keinem genannten Verwendungszweck zugeordnet werden können, werden unter der Kategorie sonstige berücksichtigt. Darunter fallen beispielsweise diverse elektrische Haushaltsgeräte, Schneekanonen und Teile der Verkehrsinfrastruktur (Bahninfrastruktur, Tunnels).

Der inländische Endenergieverbrauch wird im Jahr 2020 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 30,9%) und Mobilität Inland (29,3%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (12,8%) sowie die Antriebe und Prozesse (8,5%). Im Zeitraum 2000 bis 2020 ist der Anteil der Raumwärme am inländischen Endenergieverbrauch um 3,3 Prozentpunkte gesunken, jener der inländischen Mobilität um 0,7 Prozentpunkte gestiegen. Im Vorjahr betrug die Zunahme des Anteils der inländischen Mobilität noch 2,6 Prozentpunkte gegenüber 2000. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke sind vergleichsweise gering und haben sich nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infras, 2021b).

Energie- und Stromintensität

Die Energieintensität wird neben dem Energieverbrauch pro Kopf als international gebräuchlicher Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft verwendet. Die Energieintensität bezeichnet das Verhältnis zwischen dem Endenergieverbrauch und dem realen Bruttoinlandprodukt (BIP). Eine sinkende Energieintensität deutet auf einen vermehrten Einsatz moderner, energieeffizienter Produktionsverfahren und generell auf eine zunehmende Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung hin. Die Energieintensität kann jedoch auch durch den Strukturwandel einer Volkswirtschaft sinken, wenn sie sich beispielsweise weg von der Schwerindustrie und hin zu einem grösseren Dienstleistungssektor entwickelt oder durch die Auslagerung energieintensiver Tätigkeiten ins Ausland. Welcher Faktor die Energieintensität in welchem Umfang beeinflusst hat, kann beim jährlichen Monitorings nicht beurteilt werden. Nachfolgend sind die Indikatoren Energie- und Stromintensität dargestellt.

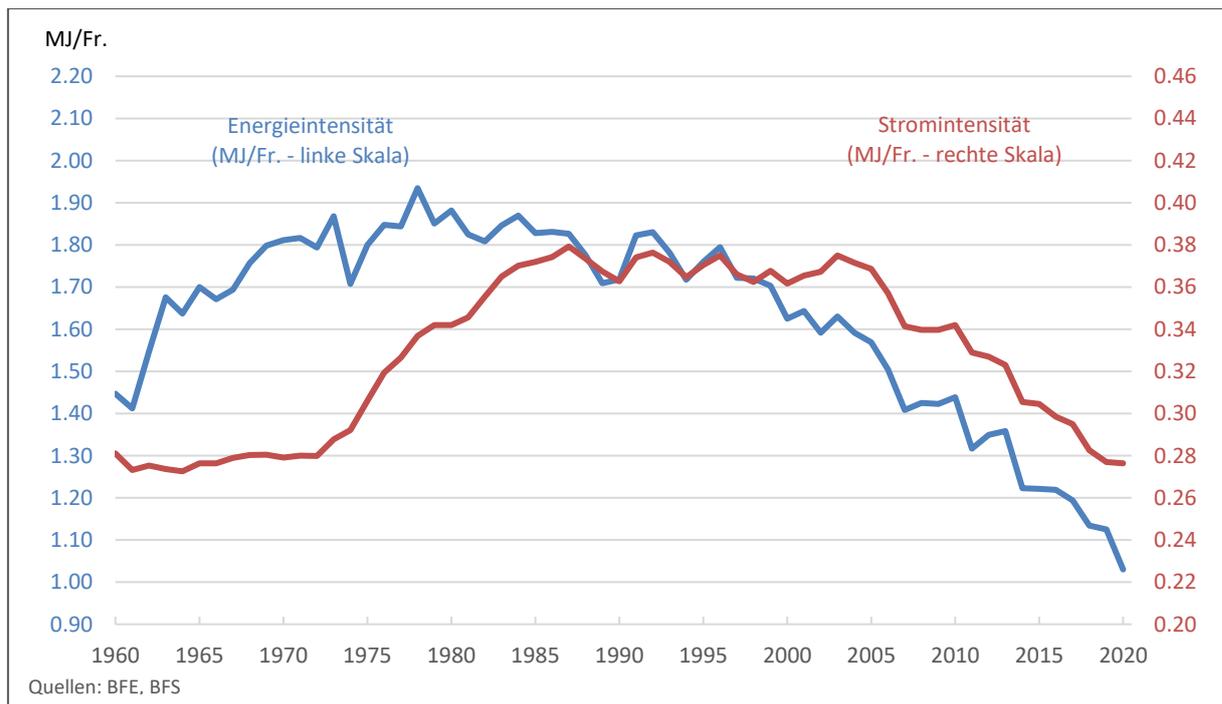


Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP¹⁰ (in MJ/Franken)

¹⁰ BIP zu Preisen von 2010 (Stand September 2021).
26/109

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf 1,93 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2020: 1,03 MJ/Fr., 2019: 1,12 MJ/Fr.). Die Stromintensität (rote Kurve, rechte Skala), welche insgesamt deutlich tiefer ist als die Energieintensität, stieg ab 1972 bis Ende der 1980er-Jahre auf 0,38 MJ/Fr. und blieb danach bis Mitte der 2000er-Jahre stabil auf diesem Niveau. Seither zeigt sich auch hier eine deutliche Abnahme (2020: 0,28 MJ/Fr., 2019: 0,28 MJ/Fr.). Die Covid-19-Pandemie hatte einen deutlichen Effekt auf die Energieintensität, da der Endenergieverbrauch (-10,6%) gegenüber 2019 deutlich stärker gesunken ist als das BIP (-2,4%). Die Stromintensität hingegen ist kaum betroffen, da die Abnahme des Stromverbrauchs (-2,6%) im Rahmen der Abnahme des BIP liegt (Quellen: BFE, 2021a / BFS, 2021b)¹¹.

PV-Anlagen im Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch von Strom ermöglicht Einsparungen der Energiebezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selber Energie zu produzieren. Dem Eigenverbrauch kommt deshalb im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Bedeutung zu, indem er ein Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellt. Ein hohes Potenzial, die produzierte Energie dezentral zu nutzen, weisen so genannte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) auf: Sie ermöglichen es, dass mehrere Verbraucher in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage den vor Ort produzierten Strom gemeinsam nutzen können. Intelligente Steuer- und Regelsysteme können hier eingesetzt werden, um so etwa den Verbrauch aktiv gemäss dem Dargebot der elektrischen Energie anzupassen (vgl. *entsprechende Indikatoren im Themenfeld Netzentwicklung*). Bei Anlagen im Eigenverbrauch stehen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Vordergrund; das Monitoring publiziert deshalb Indikatoren zu dieser Stromproduktionstechnologie. Die Daten basieren auf einer Umfrage des BFE bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) und können nicht vollständig plausibilisiert werden.

¹¹ Studien zu anderen Ländern zeigen, dass die sinkende Energieintensität stark von einer verbesserten Energieeffizienz innerhalb der Sektoren herrührt, und nicht nur vom Strukturwandel (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016) schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD Ländern (inkl. Schweiz), welche Faktoren die Verbesserung der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren erklären. Sie weisen eine Hälfte der Verbesserungen dem technologischen Fortschritt zu, die andere Hälfte stammt von Substitutionseffekten zu anderen Produktionsfaktoren.

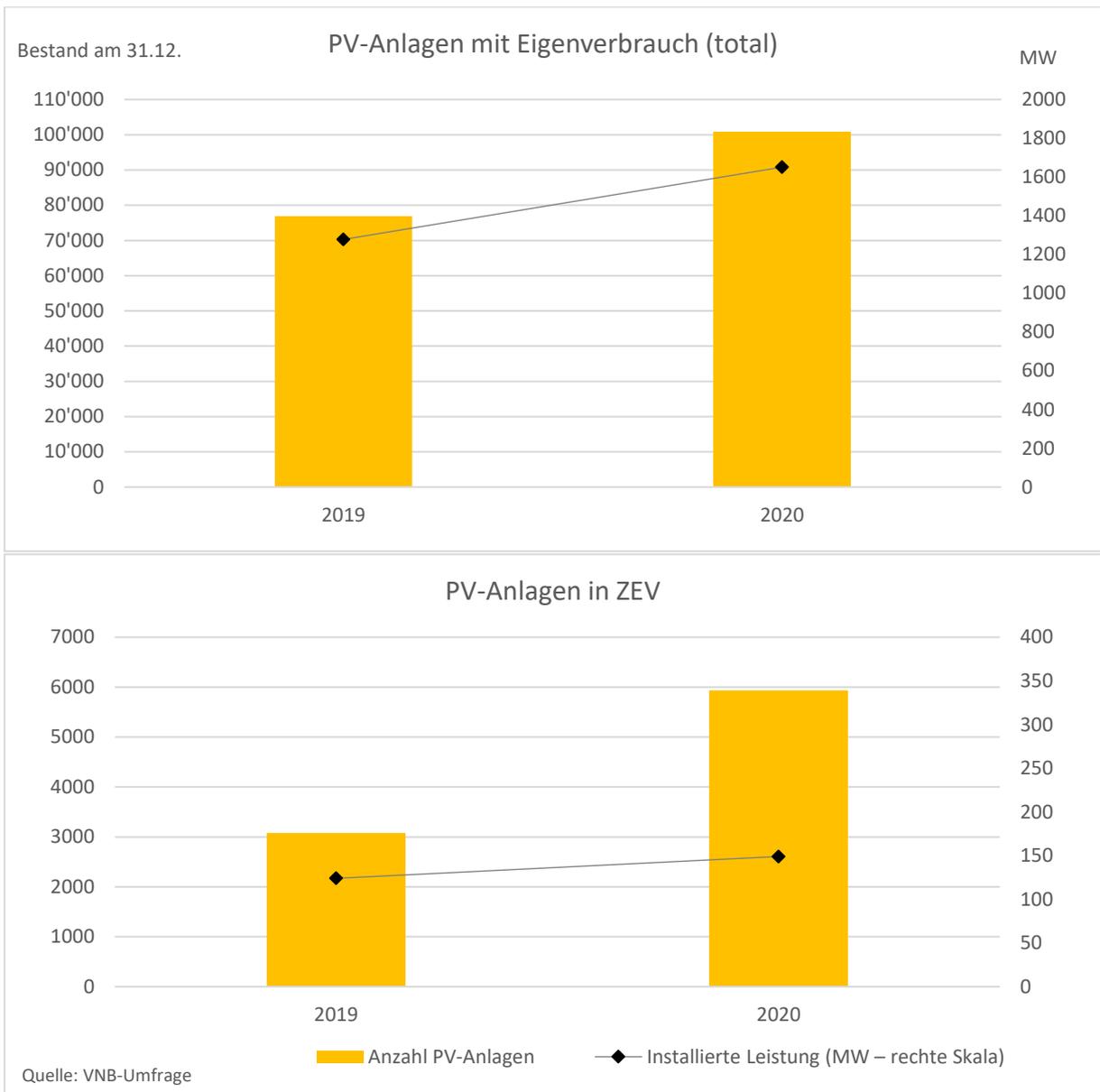


Abbildung 12: PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage)¹²

Abbildung 12 zeigt PV-Anlagen, welche für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden; einerseits Einzelanlagen inklusive Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und andererseits ausschliesslich ZEV. Ende 2020 stieg die Anzahl aller PV-Anlagen im Eigenverbrauch inklusive ZEV gemäss den Umfrageergebnissen gegenüber dem Vorjahr um gut 30 Prozent auf insgesamt 100'898 Anlagen (das sind rund 81% aller PV-Anlagen). Die installierte Leistung¹³ stieg um 29 Prozent auf rund 1651 MW. Diese Anlagen speisten nach den Angaben insgesamt 894'566 (2019: 746'724) MWh Strom ins Verteilnetz ein. Die Anlagen, welche in einem ZEV organisiert sind, verdoppelten sich nahezu auf 5937

¹² Daten können nicht vollständig plausibilisiert werden.

¹³ Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung). Entspricht 80 bis 90% der Modulleistung (DC-Leistung).

Anlagen; die installierte Leistung erhöhte sich um 20 Prozent auf 149 MW. Diese ZEV speisten rund 75'864 (2019: 50'899) MWh ins Verteilnetz ein. Wenn ZEV einen Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh erreichen, haben sie freien Marktzugang. 2020 haben 66 (2019: 36) solche ZEV mit PV-Anlagen ihren Strom am Markt beschafft (Quelle: VNB, 2021).

Für kleine Erzeugungsanlagen < 30 kVA ist keine Produktionsmessung vorgeschrieben, weshalb der spezifische Eigenverbrauch nicht exakt beziffert werden kann, da nur die Überschussenergie (nicht selbst verbrauchte, sondern gegen Entgelt ins Netz eingespeiste Energie) erhoben wird. Mit der installierten Leistung und der Überschussenergie kann jedoch bei PV-Anlagen der durchschnittliche Eigenverbrauch geschätzt werden. Eine PV-Anlage erzeugte im Jahr 2020 etwa 985 kWh pro installierte kWp Leistung, wobei diese Werte je nach Ausrichtung und Region sehr unterschiedlich sein können. **So geschätzt betrug im 2020 der PV-Eigenverbrauch (alle PV-Anlagen, inkl. kleine Anlagen und ZEV, DC-Leistung) rund 0,82 Mrd. kWh. Das sind etwa 1,5 Prozent des Gesamtstromverbrauchs der Schweiz von 55,7 Mrd. kWh im Jahr 2020. Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag bei rund 48 Prozent, d.h. fast die Hälfte des Stroms wird insgesamt direkt vor Ort verbraucht, der Rest wird ins Verteilnetz eingespeist** (Quellen: VNB, 2021 / BFE, 2021c / Swissolar, 2021 / Berechnungen BFE).

Themenfeld 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)¹⁴ ab, welches Teil der Energiestrategie 2050 ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen, Investitionen und Abschreibungen sowie Indikatoren zur Entwicklung des intelligenten Netzes.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 630 Netzbetreiber die Endverbraucher mit Elektrizität. Das Stromnetz besteht dabei aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorstationen. Es wird mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) und mit unterschiedlichen Spannungen betrieben. Folgende Spannungsebenen (Netzebenen) werden unterschieden:

Netzebene 1: Übertragungsnetz mit Höchstspannung (ab 220 Kilovolt (kV) bis 380 kV)

Netzebene 3: Überregionale Verteilnetze mit Hochspannung (ab 36 kV bis unter 220 kV)

Netzebene 5: Regionale Verteilnetze mit Mittelspannung von (ab 1 kV bis unter 36 kV)

Netzebene 7: Lokale Verteilnetze mit Niederspannung (unter 1 kV)

Die Netzebenen 2 und 4 (Unterwerke, Unterstationen) sowie 6 (Trafostationen) sind Transformierungsebenen.

Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. 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 Netzvorhaben verbessern. Das schweizerische Übertragungsnetz steht dabei besonders im Fokus: Es muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter muss das Übertragungsnetz die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Importe und Exporte sowie durch die Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

Ablauf und Phasen eines Netzvorhabens des Übertragungsnetzes

Vorprojekt: Als Grundlage für das Sachplanverfahren erarbeitet die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ein Vorprojekt mit den wichtigsten Eckpunkten des Netzvorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und endet in der Regel mit der

¹⁴ vgl. www.netzentwicklung.ch
30/109

Einreichung des Gesuches um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL). Wenn ein Vorhaben noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und damit noch in einer sehr frühen Planungsphase ist, wird es im Monitoring als *Projektidee* bezeichnet.

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

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

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat im April 2015 eine strategische Netzplanung vorgelegt¹⁵, welche den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gemäss Energiestrategie 2050 berücksichtigt und bis ins Jahr 2025 entsprechende Projekte zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes vorsieht. Das vorliegende Monitoring verfolgt Status und Dauer von Netzvorhaben auf der Übertragungsebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (vgl. Abbildung 13). Eine zentrale Grundlage für die Netzplanung wird künftig der mit der Strategie Stromnetze gesetzlich eingeführte so genannte energiewirtschaftliche Szenariorahmen sein. Dieser liefert den Netzbetreibern der Netzebenen 1 und 3 Hinweise für eine zukünftige Netzentwicklung und stellt damit eine wesentliche Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und die eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Der Bundesrat hat im November 2021 die Vernehmlassung zum ersten solchen Szenariorahmen eröffnet. Nach der anschliessenden Genehmigung durch den Bundesrat wird der Szenariorahmen behördenverbindlich und alle vier Jahre überprüft und nachgeführt (Bundesrat, 2021i).

Netzvorhaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status ¹⁶	Gepl. Inbetriebnahme ¹⁷
1. Chamoson-Chippis	<ul style="list-style-type: none"> • Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis • Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene • Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis • Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz • Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz 	Realisierung	2022
2. Bickigen-Chippis (Gemmileitung)	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV • Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis • Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis • Beitrag an die Versorgungssicherheit 	PGV BFE	2027
3. Pradella-La Punt	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km • Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV • Eliminierung bestehender Engpass • Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit 	Realisierung	2022
4. Chippis-Lavorgo 4.1. Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV) • Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km • Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin • Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses 	4.1. PGV BFE 4.2. Realisierung (Mörel-Ernen) / in Betrieb (Ernen-Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn-Stalden) / PGV BFE (Chippis-Agarn) 4.4. PGV ESTI	2032
5. Beznau-Mettlen 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Mettlen-Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km • Beseitigung struktureller Engpässe • Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren 	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2031

¹⁵ vgl. www.swissgrid.ch > Strategisches Netz

¹⁶ Stand 15.10.2021

¹⁷ Gemäss Planung Swissgrid

6. Bassecourt-Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt • Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit 	Realisierung	2023
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen • Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggital aus Wasserkraft erzeugten Energie • Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin 	Projektidee	2035
8. Génissiat-Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km • Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt 	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innerkirchen 9.2. Innerkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV • Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz 	9.1. SÜL 9.2. SÜL	2035
10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Neue 220-kV-Leitung durch das Maggital • 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 Maggitals 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-Bâtiáz NdD_2 Bâtiáz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> • Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz • Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid • Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien 	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022
ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf	<ul style="list-style-type: none"> • Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille-Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf 	Realisierung	2024
Obfelden-Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg OS_5 Siebnen-Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380-/220-kV-Leitung. • Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil 	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Vorprojekt OS_5 PGV BFE	2030
Gryнау-Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> • Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz) • Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden 	PGV BFE	2028
Amsteg-Mettlen AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> • AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ) • AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet. 	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2030
Airolو-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> • Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels • Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airolو-Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant. • Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa. 	Vorprojekt	2029

	<ul style="list-style-type: none"> • Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 60 Masten, die derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft 		
Marmorera-Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> • Höchstspannungsleitung zwischen Marmorera und Tinzen in der Region Albula (GR) entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik und muss ersetzt werden (Spannung 220 kV wie heute). • Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbrauchszentren im Mittelland. 	SÜL	2030

Abbildung 13: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021)

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 14* 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 lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten. Die entsprechende Gesetzgebung ist erst seit Anfang Juni 2019 mehrheitlich in Kraft.

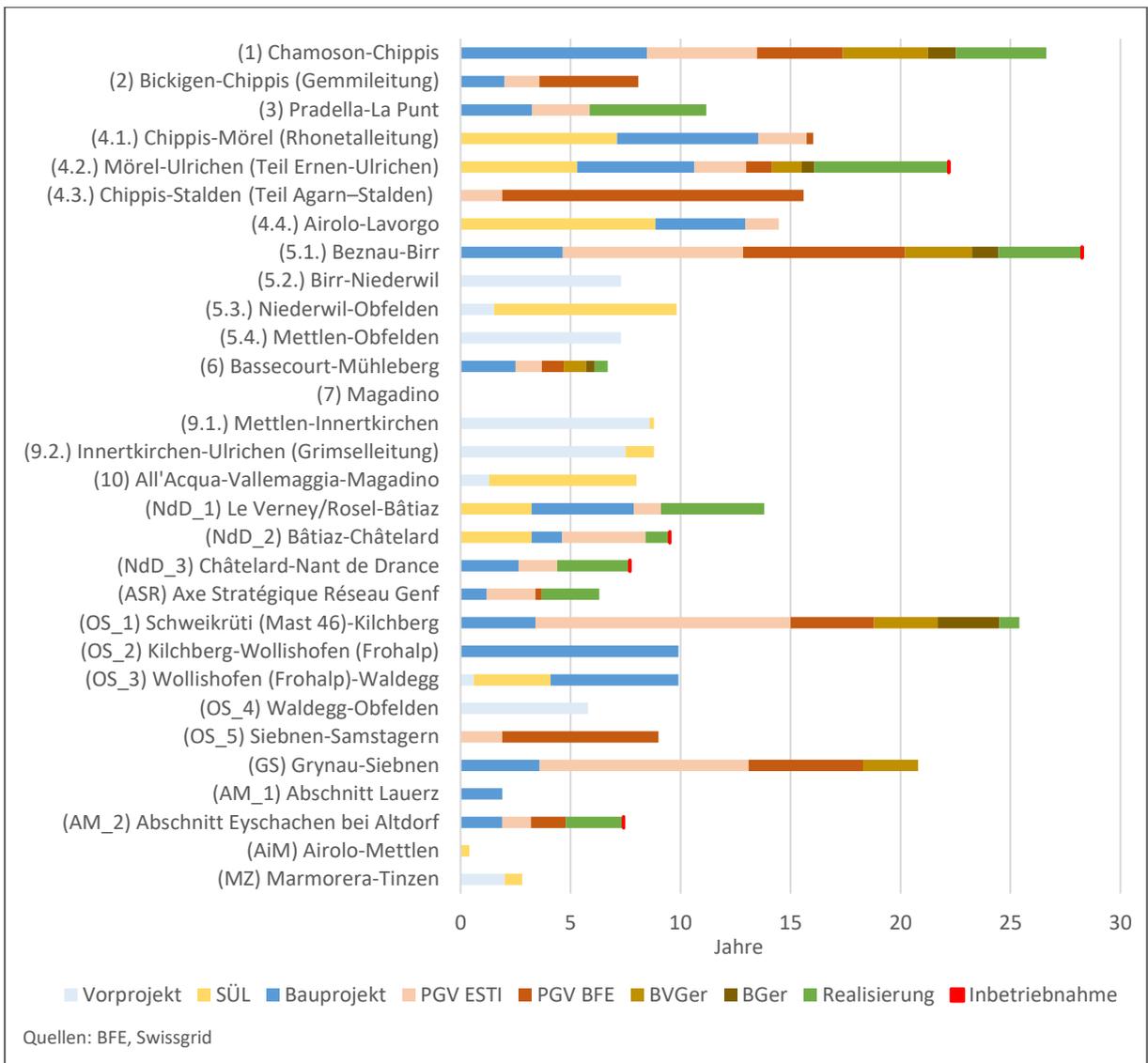


Abbildung 14: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2021 in Jahren¹⁸

¹⁸ **Methodische Anmerkungen:** a) bei Netzvorhaben mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Vorhaben mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen eruiert, weshalb sie in der Grafik teilweise fehlen; c) für vereinzelte Stichdaten, die heute nicht mehr genau bekannt sind, wurden in Abstimmung mit Swissgrid Annahmen getroffen; d) wenn die Gerichtsinstanzen einen PGV-Entscheid ans BFE zurückwiesen, wurde die zusätzlichen Verfahrensdauer je hälftig der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

Kurzbeschreibung der einzelnen Netzvorhaben (Stand: 15. Oktober 2021):

1. Chamoson-Chippis

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

2. Bickigen-Chippis

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

3. Pradella-La Punt

Im Rahmen der Netzverstärkung wird auf der bestehenden rund 50 Kilometer langen Leitung zwischen Pradella und La Punt durchgehend ein zweiter 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Dazu wird die auf der bestehenden Freileitung zwischen Zernez und Pradella aufgelegte 220-kV-Energieableitung aus dem Kraftwerk Ova Spin durch den 380-kV-Stromkreis ersetzt. Die Energie aus dem Kraftwerk Ova Spin wird künftig über ein neu zu erstellendes 110-kV-Talnetz abgeführt. Für das Vorhaben war wegen geringer Raumwirksamkeit kein SÜL-Verfahren erforderlich. 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 2022 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis-Lavorgo

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

4.1. Chippis-Mörel (Rhonetalleitung)

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

4.2. Mörel-Ulrichen

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

4.3. Chippis-Stalden

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

4.4. Airolo-Lavorgo

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

5. Beznau-Mettlen

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

5.1. Beznau-Birr

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

5.2. Birr-Niederwil

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

5.3. Niederwil-Obfelden

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

5.4. Mettlen-Obfelden

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

6. Bassecourt-Mühleberg

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

7. Magadino

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

8. Génissiat-Foretaille

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

9. Mettlen-Ulrichen

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

9.1. Mettlen-Innertkirchen

Der Leitungsabschnitt befand sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte die Swissgrid beim BFE die Durchführung eines SÜL-Verfahrens für eine neue Leitungseinführung in das Unterwerk in Innertkirchen. Dieses wurde jedoch Anfang Juni 2021 auf Antrag der Gesuchstellerin abgeschrieben, weil die Leitungsführung in das SÜL-Verfahren für die gesamte Leitung integriert werden sollte. Das SÜL-Verfahren für die Gesamtstrecke startete Ende Juni 2021.

9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)

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

10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino

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

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 PGV (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 Bâtiâz (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. Beim dritten und letzten Abschnitt, der unterirdische Verbindung zwischen *Le Verney/Rosel-Bâtiâz (NdD_1)*, konnte Swissgrid die Tunnelarbeiten im Sommer 2021 abschliessen; die Inbetriebnahme dieses Leitungsabschnitts ist für Frühling 2022 vorgesehen. Das Kraftwerk konnte nach Angaben von Swissgrid dennoch bereits provisorisch ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, indem 2019 als Übergangslösung die Spannung einer der beiden bestehenden Freileitungen La Bâtiâz-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 Anfang 2024 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 (Frohald)-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 (Frohald)* 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 gingen beim Bundesgericht Beschwerden ein, welche es jedoch im November 2020 abwies. Damit kann die Realisierung eingeleitet werden. 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: Es geht in diesem Verfahren allerdings ausschliesslich um den Erwerb von Durchleitungsrechten; 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 Neu beurteilung 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 2030 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 (Pannestreifen) vor. Swissgrid wird darin die geplante Leitung auf einer Länge von 18 Kilometern verlegen. Damit entsteht die längste verkabelte Höchstspannungsleitung der Schweiz. Das Vorhaben befindet sich seit Mai 2021 im Bauprojekt. Auf ein SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die Leitung in eine bereits bestehende Infrastruktur integriert wird: Das BFE ist zum Schluss gekommen, dass einerseits die gesetzlichen Kriterien für den Verzicht auf ein solches Verfahren erfüllt sind und andererseits ein Sachplanverfahren keinen Mehrwert bringen würde. Die neue Leitung ist nach Swissgrid-Angaben voraussichtlich 2029 betriebsbereit. Die Verkabelung ermöglicht den Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 60 Masten, welche derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft. Damit wird die Alpenlandschaft entlastet.

Swissgrid hat im Dezember 2020 zwei unterschiedliche Planungskorridore für den Ersatz der bestehenden Höchstspannungsleitung zwischen **Marmorera und Tinzen** (GR) eingereicht. Das entsprechende SÜL-Verfahren ist am Laufen. Die Realisierung ist bis 2030 geplant.

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

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 Kriterien¹⁹ 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.

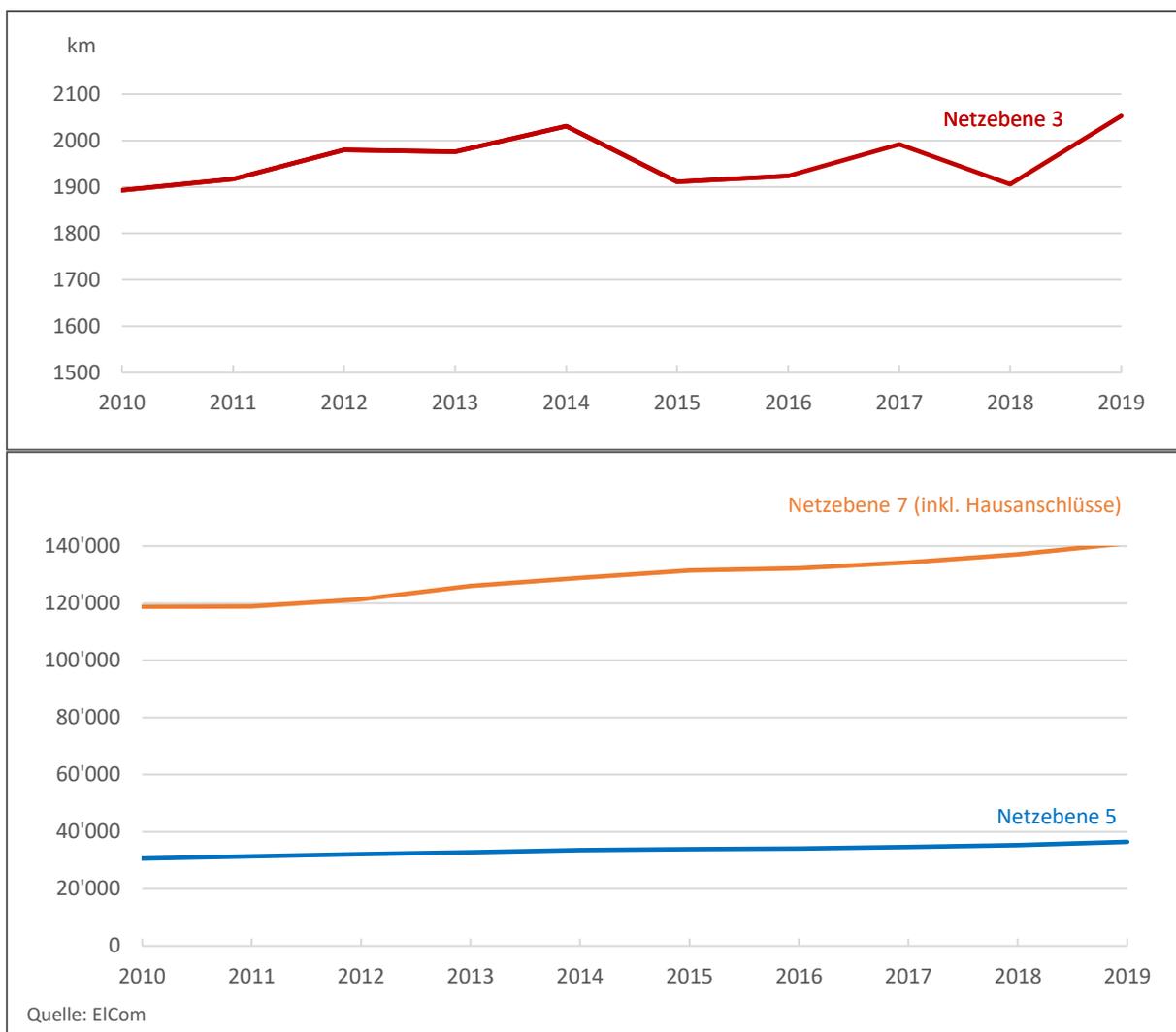


Abbildung 15: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

¹⁹ vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: www.bfe.admin.ch.

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 15* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigten sich zwischen 2014 und 2015 sowie zwischen 2017 und 2018 rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. 2019 hat die Verkabelung indes gegenüber dem Vorjahr relativ stark zugenommen. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 203'589 Kilometern, wovon rund 88 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau-Birr» (*s. oben*) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg/Riniken wurde indes erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Ein Verkabelungsprojekt auf der höchsten Spannungsebene besteht zudem beim Netzvorhaben «Bâtiáz-Le Vernay», wo der Bau einer neuen 2 x 380-kV-Kabelleitung als Ersatz für die bestehende 220-kV-Freileitung vorgesehen ist, die das Rhôneetal auf einer Länge von 1,3 Kilometern durchquert; Swissgrid hat die Tunnelbauten, die sich über eine Strecke von 1,2 Kilometer erstrecken, im Sommer 2021 abgeschlossen; die Inbetriebnahme der unterirdischen Leitung ist für Frühling 2022 geplant. Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf auf einer Länge von 4,5 Kilometern. Im Weiteren soll künftig die 220-kV-Höchstspannungsleitung Airolo-Mettlen auf einer Länge von rund 18 Kilometern zwischen Airolo und Göschenen unterirdisch im Gotthard-Strassentunnel geführt werden (Quellen: EICom, 2021a / BFE/Swissgrid, 2021).

Netzinvestitionen und -abschreibungen

Damit die Stromnetze in gutem Zustand bleiben und bedarfsgerecht weiterentwickelt werden können, sind Investitionen unabdingbar. Der Indikator zeigt, wie sich die Investitionen ins Übertragungs- und Verteilnetz entwickeln und wie hoch diese im Vergleich zu den Abschreibungen liegen.

Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen

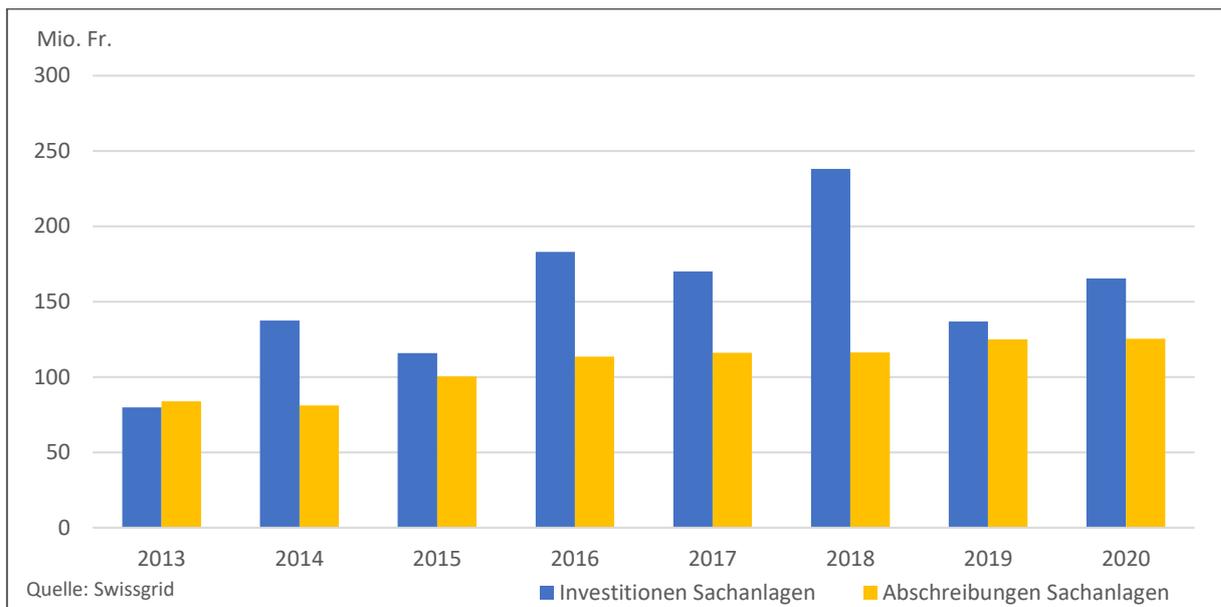


Abbildung 16: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 16 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2013 und 2020 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 Mio. und 238 Mio. Franken. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 84 Mio. bis 125 Mio. Franken pro Jahr. 2013 bis 2016 sind die Investitionen gestiegen. Nach einer leichten Abnahme 2017 sind die Investitionen 2018 wieder angestiegen. Die geringeren Investitionen 2019 sind auf eine Anpassung bei der mittelfristigen Investitionsplanung und auf Verzögerungen von Projekten zurückzuführen; 2020 sind die Investitionen gegenüber dem Vorjahr wieder gestiegen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängt teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte verzögert werden wegen Einsprachen oder aus anderen Gründen. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch solche in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten. Im Rahmen der Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid gemäss Geschäftsbericht 2020 davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen von rund 175 Mio. bis 275 Mio. Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen (Quelle: EICOM, 2020a).

Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen

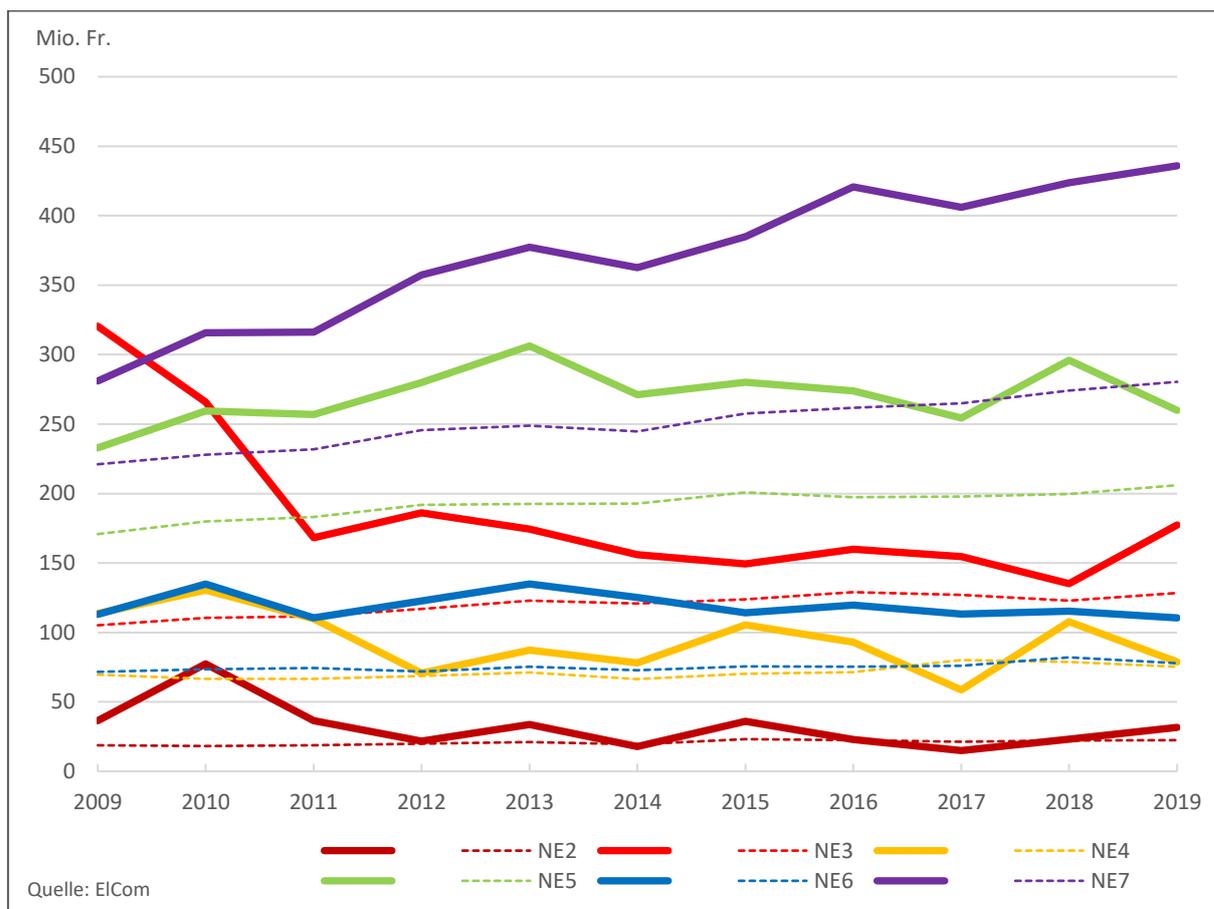


Abbildung 17: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 17 zeigt, dass die **Investitionen** (nominal) in die Netzebene 7 zwischen 2009 und 2019 gestiegen sind. Bei den anderen Netzebenen sind die Investitionen im gleichen Zeitraum relativ konstant, teilweise mit relativ starken jährlichen Schwankungen.

Bei den **Abschreibungen** ist ein Anstieg bei den Netzebenen, 5 und 3 zu beobachten, während sie bei den anderen Netzebenen in etwa konstant geblieben sind; die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene (mit Ausnahme der Netzebenen 2 und 4 im Jahr 2017) unter den Investitionen.

Bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen im Zeitraum 2015 bis 2019 investierten die Netzbetreiber im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 914 Mio. auf über 960 Mio. Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 533 Mio. auf knapp 480 Mio. Franken gesunken; da gleichzeitig die Versorgungsqualität der Schweizer Stromnetze in der Schweiz (vgl. *entsprechender Indikator im Themenfeld Versorgungssicherheit*) sehr hoch ist – auch im internationalen Vergleich –, erachtet die ECom die Investitionsstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quelle: ECom, 2021a+c).

Entwicklung der intelligenten Netze

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

Intelligente Zähler (Smart Meter)

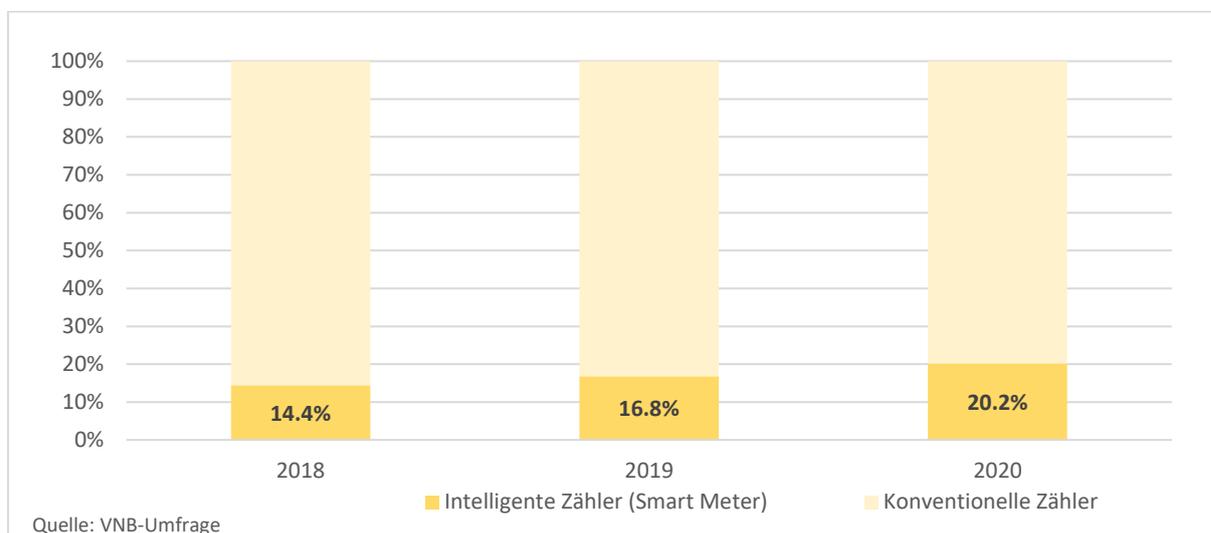


Abbildung 18: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern²⁰

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionsstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2020 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 1'152'942 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von gut 20 Prozent, wie *Abbildung 18* zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren konstant gestiegen (Quelle: VNB, 2021).

²⁰ Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)

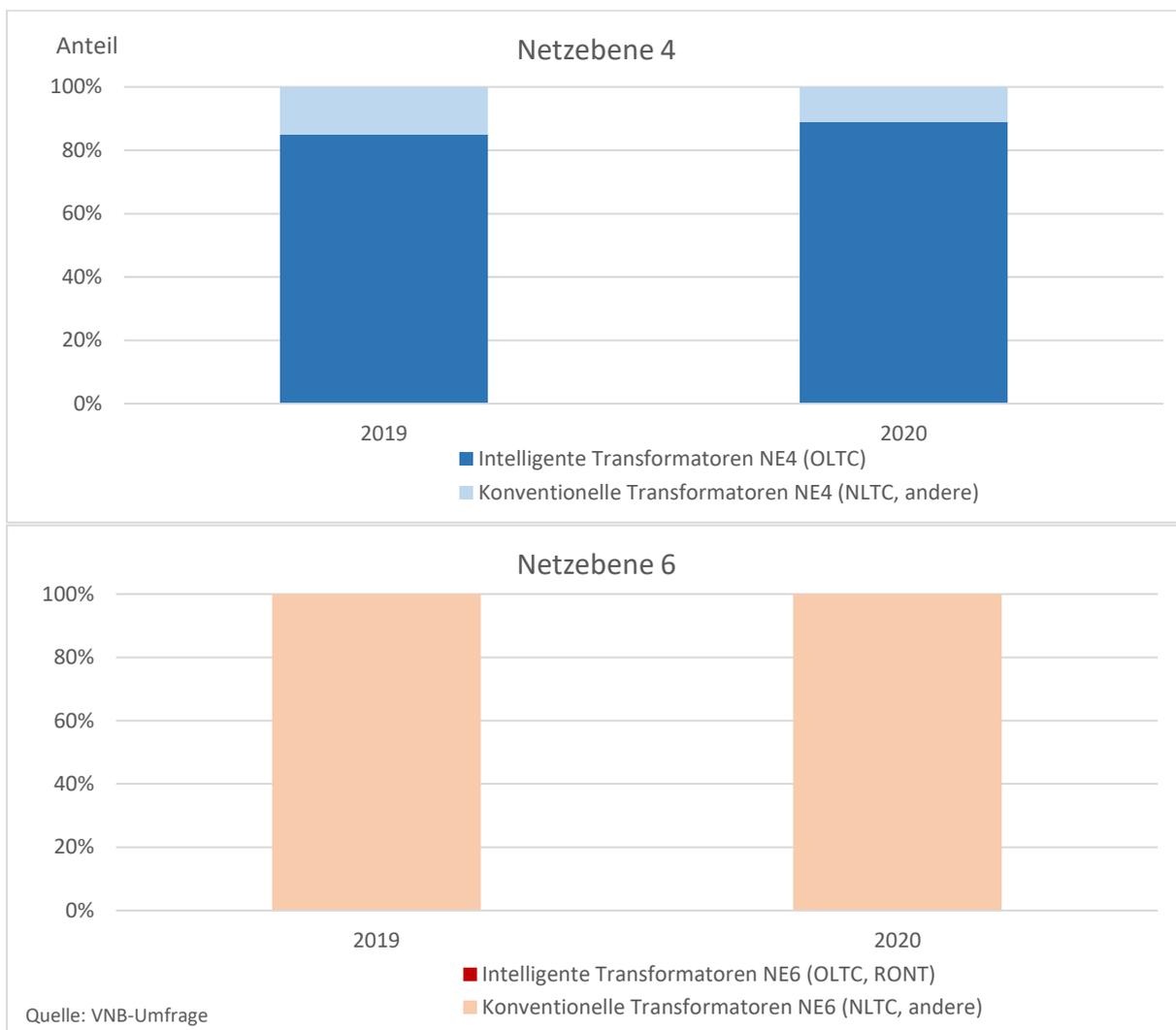


Abbildung 19: Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last

Die intelligente Transformation der elektrischen Spannung aus dem Mittelspannungsnetz auf die niederen Spannungsebenen ist eine wichtige Komponente des Smart Grids. Im Fokus stehen Laststufenschalter, welche unter Last das Übersetzungsverhältnis verändern und so die Spannung im Verteilnetz regeln können (sog. On Load Tap Changer OLTC). Darunter fallen auch sogenannte regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT). Solche Komponenten ermöglichen beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom, ohne dass die Netzspannung dadurch unzulässig ansteigt oder abfällt. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Stromproduktion ist der Einsatz solcher Systeme insbesondere auf den Netzebenen 4 und 6 interessant; gemäss den Ergebnissen der Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern sind auf Netzebene 4 solche intelligenten Komponenten schon sehr verbreitet (über 80 Prozent), wie *Abbildung 19* zeigt. Auf Netzebene 6 spielen sie eine untergeordnete Rolle (weniger als 1 Prozent, auf der Grafik entsprechend nicht erkennbar), dort dominieren noch herkömmliche Transformatoren ohne Stufenschalter und solche ohne Spannungsregelung unter Last, sog. No Load Tap Changer NLTC (Quelle: VNB, 2021).

Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)

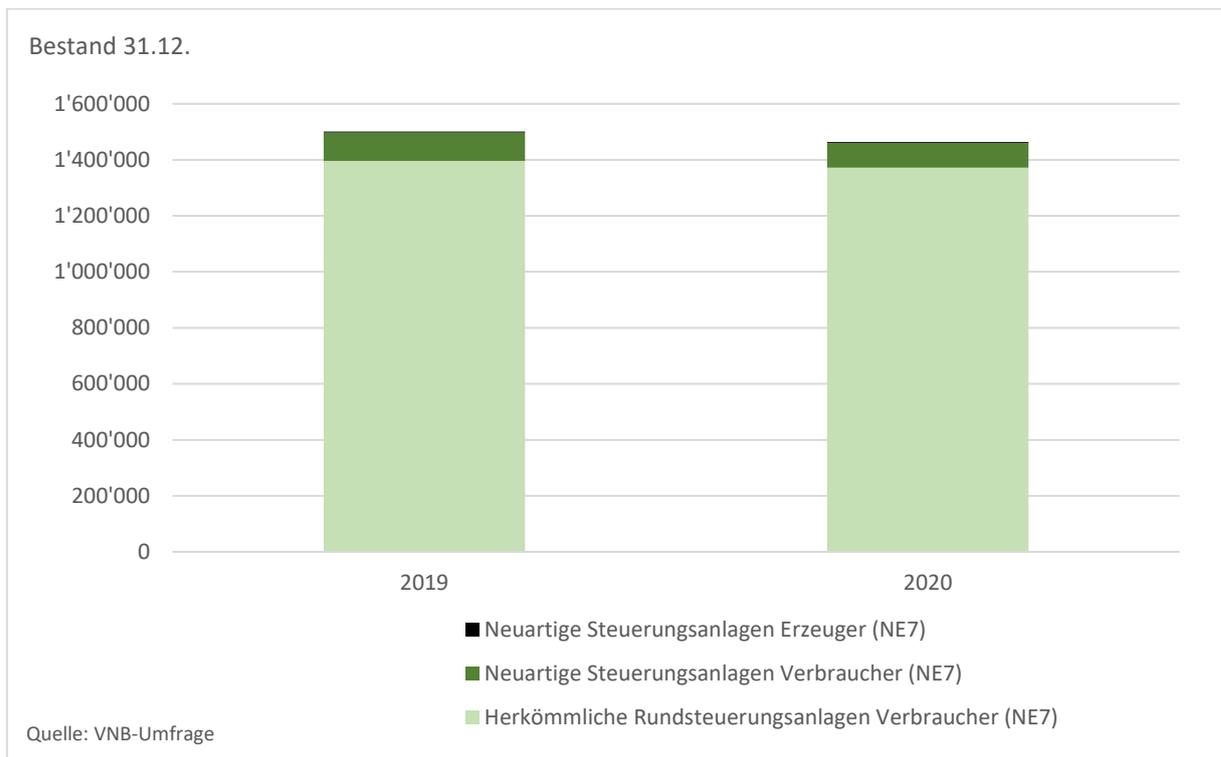


Abbildung 20: Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage)

Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern und Erzeugern ist ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt und dem Netz wird so genannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter netzdienlichem Einsatz der Flexibilität wird die Steuerung der Einspeisung von elektrischer Energie und des Verbrauchs durch den Netzbetreiber verstanden. Das Monitoring beobachtet auf der Lastseite solche neuartigen netzdienlich eingesetzten Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern und die herkömmlichen Rundsteuerungsanlagen sowie auf der Produktionsseite neuartige netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern auf der untersten Netzebene 7. Diese Anlagen können vom Netzbetreiber selber gesteuert werden. 2020 hat nach Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Seiten der Stromverbraucher der Einsatz herkömmlicher Rundsteuerungsanlagen etwas abgenommen, wie *Abbildung 20* zeigt. Auch neuartige Steuerungsanlagen bei den Verbrauchern gingen zurück, ein möglicher Grund ist der Rückbau von Rundsteuerungsanlagen bei gleichzeitigem Einbau von einfachen Schaltungsmöglichkeiten im Smart Meter selber. In deutlich geringerer Zahl sind solche neuartigen Steuerungsanlagen auf Seiten der Stromerzeuger vorhanden, diese haben indes gegenüber 2019 zugenommen (Quelle: VNB, 2021).

Themenfeld Versorgungssicherheit

Bei der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung ist die Versorgungssicherheit besonders zu beachten. Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bereits bisher hohe Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist auch im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit liegt der Fokus des Monitorings auf den für die Schweiz mengenmässig bedeutendsten Energieträgern Strom, Erdöl und Erdgas. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Schweiz die Energieversorgung längerfristig dekarbonisieren muss, um ihre Klimaziele zu erreichen. Die Versorgungssicherheit hängt grundsätzlich vom Gesamtsystem ab, was bei der Strom-, Gas- und Ölversorgung über die Schweizer Landesgrenzen hinausgeht. Relevant für die Versorgungssicherheit sind ausserdem die Energieeffizienz, der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, die Energieinfrastrukturen und die Energiepreise. Diese Aspekte werden in den entsprechenden Themenfeldern behandelt.

Energieübergreifende Sicht

Diversifizierung der Energieversorgung

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

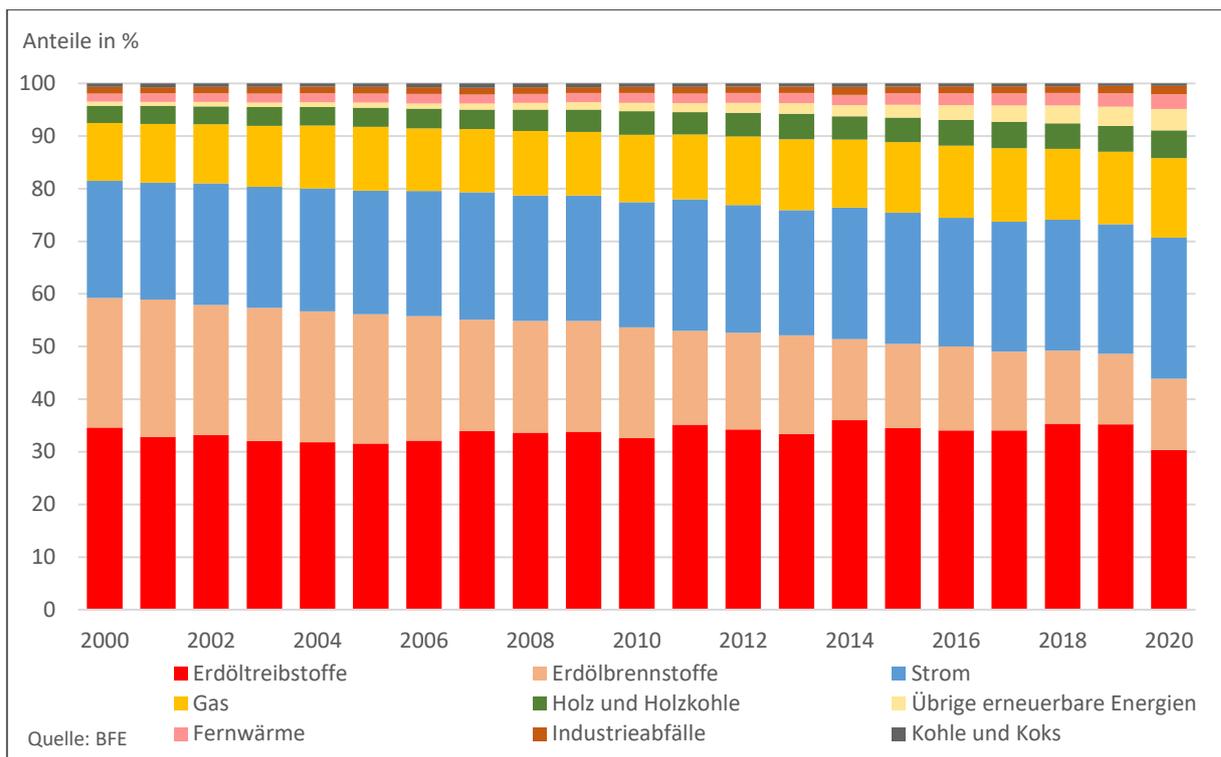


Abbildung 21: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 21 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2020 rund 44 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 15 Prozent. Der Anteil der Erdölbrennstoffe ging langfristig zwischen 2000 und 2020 um 11 Prozentpunkte zurück, bedingt durch den Austausch von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2020 gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent stark abgenommen, während er vorher relativ stabil war. Diese Abnahme hat zur Folge, dass die Anteile von allen anderen Energieträger zugenommen haben, auch wenn deren absoluter Verbrauch wegen der Pandemie gesunken ist: Erdgas (+4,1%), Strom (+4,6%), Holz und Holzkohle (+2,0%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,3%) und Fernwärme (+1,3%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2021a).

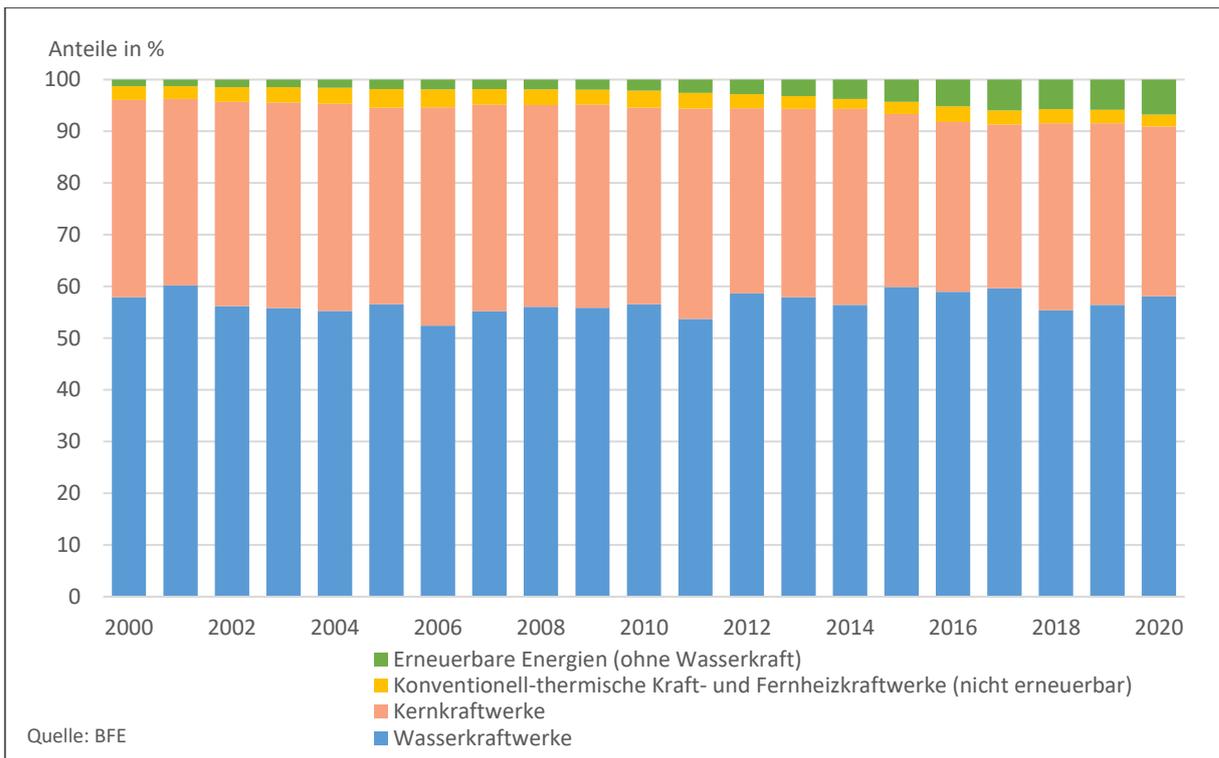


Abbildung 22: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Stromproduktionsarten ist in *Abbildung 22* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 58%) und Kernkraftwerken (rund 33%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2020 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Trotz der grösseren Verfügbarkeit der Kernkraftwerke (2020: 88%, 2019: 86,9%) und des Produktionsrekords des Kernkraftwerks Gösgen im Jahr 2020 hat der Anteil von Kernkraftwerken zwischen 2000 und 2020 abgenommen (-5,3%), weil am 20. Dezember 2019 der Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks Mühleberg eingestellt wurde. Mittlerweile hat der Anteil der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien zugenommen (2020: rund 7%). Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung, wohingegen die nicht erneuerbare Produktion aus konventionell-thermischen Kraftwerken stabil bleibt (2020: rund 2%). Der Schweizer Stromproduktionsmix (hoher Anteil an verlässlicher und teilweise flexibler Wasserkraft, langfristige Lagermöglichkeit von Kernbrennstoffen und Bandstrom aus Kernkraft, steigende inländische Stromproduktion durch neue erneuerbare Energien) wirkt sich grundsätzlich günstig auf die Stromversorgungssicherheit aus. Die inländische Stromproduktion ist nicht mit dem Liefermix zu verwechseln: Beim Liefermix geht es um die Herkunft des konsumierten Stroms, er enthält also auch Stromimporte. Beim Produktionsmix ist zu beachten, dass Strom nicht ausschliesslich im Inland konsumiert, sondern auch exportiert wird (Quelle: BFE, 2021a+c).

Auslandabhängigkeit

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und verbesserte Energieeffizienz verringert werden.

Die Schweiz bleibt jedoch Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in Anlehnung an das MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen²¹) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.

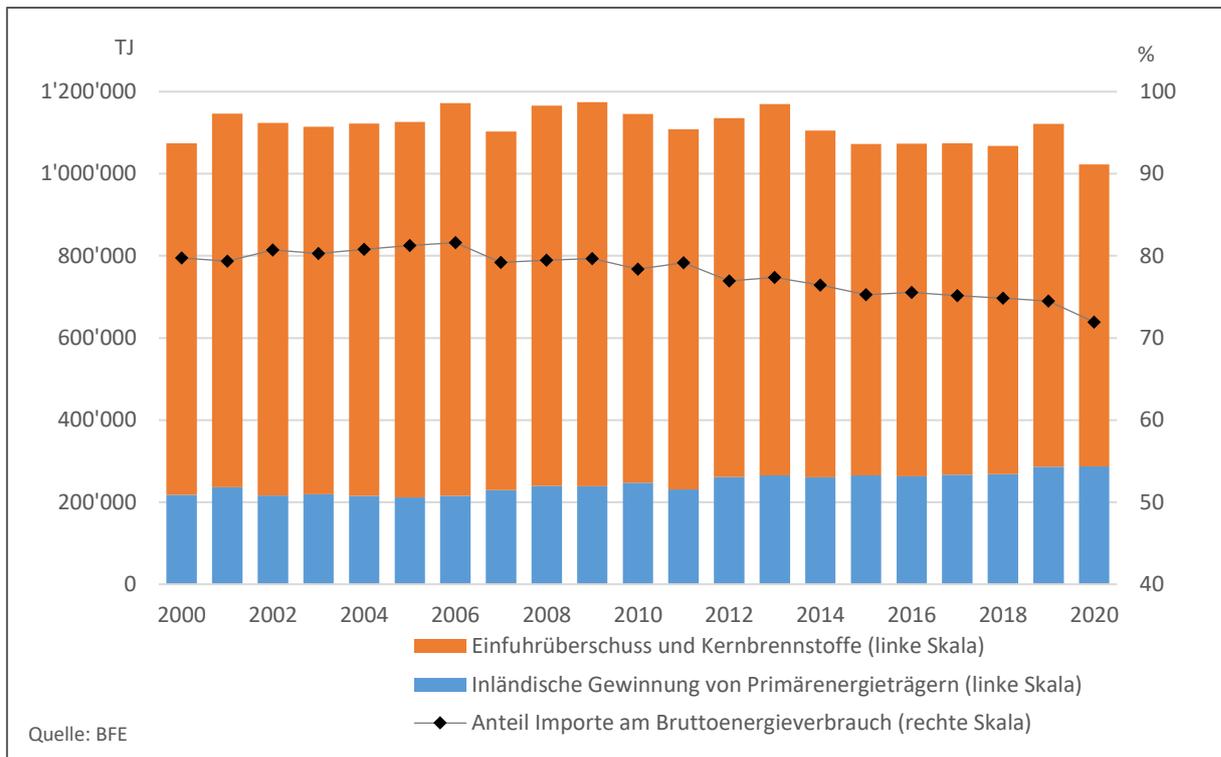


Abbildung 23: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 23 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Die Bruttoimporte setzen sich dabei im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen. Wichtigste inländische Energiequelle bleibt die Wasserkraft, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Wie die graue Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch weiterhin auf hohem Niveau: 2020 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 71,9 Prozent (2019: 74,5% und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der in-

²¹ Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

ländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen. Beim **Öl** ist die Schweiz vollständig von Importen abhängig. Dies ist grundsätzlich ein wesentlicher Faktor für die Beurteilung der Versorgungssicherheit. Diese Abhängigkeit wird teilweise durch die gute Lagerfähigkeit in umfangreichen inländischen Lagern und die Diversifikation beim Bezug relativiert (vgl. *Kapitel Ölversorgungssicherheit*). Beim **Erdgas** ist die Sicherheit der Versorgung ebenfalls durch eine vollständige Auslandabhängigkeit geprägt. Diese wird relativiert durch die gute Einbindung der Schweiz ins europäische Gasfernleitungsnetz sowie durch den Zugang des Landes zu liquiden Grosshandelsmärkten in den Nachbarstaaten. Zweistoffanlagen und die dazugehörigen Ersatzpflichtlager in Form von Heizöl sowie die Möglichkeit, Gas mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) aus Italien zu importieren, leisten ebenfalls einen Beitrag zur Gewährleistung der Gasversorgung (vgl. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Gas ist grundsätzlich ebenfalls speicherbar, es fehlen aber bislang grosse Gasspeicher im Inland, welche die Versorgung für länger als einige Stunden oder Tage decken können. Im **Strombereich** ist die Schweiz hauptsächlich im Winter auf Importe angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel „Stromversorgungssicherheit“ betrachtet (Quellen: BFE, 2021a / BFS/BAFU/ARE, 2021).

Stromversorgungssicherheit

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und die längerfristige Dekarbonisierung des Energiesystems bringen grosse Herausforderungen für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Am 18. Juni 2021 hat der Bundesrat dem Parlament die Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien überwiesen, welche verschiedene Massnahmen vorsieht, um die längerfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Dazu zählen insbesondere zusätzliche Mittel für den Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesrat, 2021b). Aktuell steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus, nachdem der Bundesrat am 26. Mai 2021 die Verhandlungen für ein institutionelles Abkommen mit der EU beendet hat und ein Stromabkommen bis auf weiteres nicht absehbar ist: Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat den Bundesrat am 13. Oktober 2021 über zwei entsprechende Berichte informiert. Auf deren Basis wird der Bundesrat die Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität vertieft prüfen und bei Bedarf die entsprechenden zusätzlichen Aufträge erteilen. Der Bundesrat hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) bereits eingeladen, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» auszuarbeiten. Weiter wird das UVEK dem Bundesrat eine Analyse des Stromeffizienz-Potenzials bis 2025 vorlegen (Bundesrat, 2021h).

Im Weiteren verweist das Monitoring der Energiestrategie 2050 auf bisherige Studien zur systemischen Analyse der Stromversorgungssicherheit (sog. System Adequacy). Ergänzend werden ausgewählte Indikatoren des Berichts „Stromversorgungssicherheit der Schweiz“ der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) und aus weiteren Quellen dargestellt. Die Stromversorgungssicherheit hat einen engen Bezug zum Themenfeld „Netzentwicklung“, welches weitere Indikatoren aufführt.

Berichte zur kurz- bis mittelfristigen Stromversorgungssicherheit

Bericht von EiCom und Swissgrid zu Massnahmen im Netz: Der Bericht beschreibt rund 80 mögliche Massnahmen in den Bereichen Netz, Verbrauch und Produktion. Sie decken unterschiedliche Zeithorizonte und Prioritäten ab. Ihre Wirkung und Kosten lassen sich nur grob abschätzen. Zahlreiche dieser Massnahmen betreffen Swissgrid und sind bereits in der Umsetzung oder zumindest in Planung. Sechs Massnahmen bezeichnet die EiCom als derzeit prioritär. Dazu gehören der geplante

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

Auswirkungen der fehlenden Kooperation mit der EU im worst case: Die Problemstellungen, die sich im Hinblick auf die neuen Regeln im EU-Rechtsrahmen ab 2025 zeigen können, sind Inhalt einer externen Studie, welche das BFE und die EICom im Hinblick auf die Unsicherheit über das Zustandekommen eines Stromabkommens Anfang 2020 beim Beratungsunternehmen Frontier Economics in Auftrag gegeben hatten. Die Studie zeigt, dass sich die Regulierung des europäischen Strom-Binnenmarkts seit dem Verhandlungsbeginn über ein Stromabkommen im Jahr 2007 stark weiterentwickelt hat. Das tangiert auch die Schweiz, da unser Übertragungsnetz eng mit den umliegenden Ländern verbunden ist. Seit 2020 ist mit dem Clean Energy Package ein neues Regulierungspaket in Kraft. Gemäss diesem müssen ab 2025 alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber mindestens 70 Prozent der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU freihalten. Wie dabei die Grenzkapazitäten zu Drittstaaten wie der Schweiz berücksichtigt werden müssen, ist in der EU-Gesetzgebung nicht geregelt. Dadurch könnten die Importkapazitäten der Schweiz deutlich eingeschränkt werden. Zudem könnten die durch den Stromhandel der Nachbarländer verursachten ungeplanten Stromflüsse weiter zunehmen und so die Netzstabilität in der Schweiz gefährden. Die Studie untersucht anhand von drei unterschiedlich engen Zusammenarbeitsszenarien die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025, also in dem Jahr, in dem die EU die 70%-Regel vollständig umgesetzt haben will. Allen drei Szenarien liegt die Annahme eines «worst case» zugrunde. Es wird von einer Stresssituation ausgegangen, in der die Grenzkapazitäten mit den Nachbarländern um teilweise über 70% reduziert sind und die beiden Reaktorblöcke Beznau I+II sowie ein Drittel der französischen Kernkraftwerke nicht verfügbar sind:

- *Im ersten Szenario gibt es keine Kooperation:* Die Nachbarländer halten die 70%-Regel ein, indem sie die Übertragungskapazität zur und von der Schweiz einschränken. Im Normalfall ist die Netz- und Versorgungssicherheit zwar gewährleistet. In dem für die Studie definierten worst case wird die Situation gegen Ende März jedoch kritisch: Während 47 Stunden könnte dann der inländische Strombedarf nicht mehr gedeckt werden, es fehlten 66 Gigawattstunden pro Jahr an Energie²².
- *Im zweiten Szenario schliesst Swissgrid technische Vereinbarungen mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern ab.* Diese bezwecken, dass die Schweiz bei der Umsetzung der 70%-Regel an ihren Grenzen zu Norditalien, Frankreich, Deutschland und Österreich berücksichtigt wird. In diesem Szenario kann der worst case sicher bewältigt werden. In der Schweiz steht jederzeit genügend Energie zur Verfügung. Ob diese Vereinbarungen rechtzeitig realisiert werden können, ist allerdings noch unklar.

²² Der Tagesverbrauch an einem typischen Wintertag entspricht rund 180-200 GWh (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2020).

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

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

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 mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten „System Adequacy“ (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind die zugrundeliegenden Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sollten daher nicht als Vorhersagen betrachtet werden, sondern als Indikation, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind.

Mit den Energieperspektiven 2050+ steht seit November 2020 eine neue Datengrundlage zur Verfügung, welche insbesondere auch das Klimaziel von Netto-Null bis 2050 berücksichtigt. Basierend auf den neuen Szenarien ist eine weitere Beurteilung der mittel- und langfristigen Stromversorgungssicherheit anhand einer System Adequacy Studie für die Schweiz vorgesehen, welche 2022 publiziert werden soll. Darin sollen auch Sensitivitäten im Hinblick auf das Fehlen eines Stromabkommens betrachtet werden (s. *oben*). Die Ergebnisse der bisher vorliegenden SA-Studien und die nachfolgenden Ausführungen sind vor diesem Hintergrund zu interpretieren:

Anfang 2020 publizierte das BFE eine SA-Studie mit **Zeithorizont bis zum Jahr 2040**. 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 Lastabwürfe²³ 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 bestimmte Limitierung der Schweizer Importmöglichkeiten haben kaum Einfluss auf diese Versorgungslage, wenn weiterhin grundsätzlich die Möglichkeit eines beidseitigen Austauschs angenommen wird. Ebenso zeigt sich keine Verschärfung der Schweizer Versorgungslage bei den ausgewählten europäischen Kapazitätsreduktionen (Kernkraftwerke in Frankreich, Kohlekraftwerke in Deutschland). Lokale Probleme treten erst bei einem 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 (zeitgerechte) 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: *Ersatens auf der guten Vernetzung der Schweiz mit den Nachbarländern*. Mögliche Knappheiten auf der europäischen Exportseite können zweitens durch *die wichtige Säule der Schweizer Versorgung – der flexiblen Wasserkraft* – ausgeglichen werden, da diese insbesondere Mitte und nicht Ende des Winters auftreten: 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. 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 rechtzeitig identifizieren und entsprechende notwendige Massnahmen ergreifen zu können. Anzumerken ist, dass aus der SA-Studie 2019 bei der Elektrifizierungsvariante noch keine abschliessend belastbaren Ergebnisse verfügbar sind, da noch keine vollständigen Dekarbonisierungsszenarien für die Schweiz und die EU bis 2050 abgebildet sind (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2019+2017).

Mitte Juni 2020 publizierte die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) eine SA-Studie mit **Zeithorizont 2030**. Diese basiert wie die SA-Studie aus dem Jahr 2018 auf energiewirtschaftlichen und -politischen Annahmen in der Schweiz und in Europa sowie davon abgeleiteten Szenarien. Die Annahmen und Ausgestaltung der Szenarien orientieren sich dabei bewusst an der Studie aus dem Jahr 2018, ohne dabei die aktuellen Entwicklungen zu vernachlässigen. Wie in der SA-Studie von 2018 wird in der SA-Studie von 2020 daher der Abschluss eines Stromabkommens ausgeschlossen und stattdessen mit einem Abschluss von bilateralen technischen Verträgen im Rahmen der Implementierung der SOGL (System Operation Guideline) dem sogenannten SAFA (Synchronous Area Framework) Prozess ausgegangen. Für das Basisszenario geht die EiCom daher davon aus, dass die technisch und energiewirtschaftlich potenziell verfügbare Grenzkapazität aufgrund der politischen Rahmenbedingungen weiter reduziert werden. Dies aus der Annahme, dass die Nachbarstaaten ihren gemeinsamen Nutzen gemäss den regulatorischen Vorgaben der EU zunehmend auf Kosten der Schweiz optimieren werden. Als Folge der höheren Belastung von kritischen Netzelementen durch un-

²³ 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.

geplante Flüsse verbliebe weniger Importkapazität für die Schweiz. Für die SA-Studie 2020 wurde allerdings ein geplanter Leistungsbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke aufgrund der getätigten Investitionen von 60 Jahren angenommen. Aus den numerischen Resultaten lässt sich nach den Angaben der ECom 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 sowie dem Abschluss des SAFA-Prozesses und den damit verbundenen Importkapazitäten ausgegangen 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 im 2030 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 Schweizer Kernkraftwerke nicht verfügbar sein sollten. Ein für alle Lebensbereiche so zentralen System wie die Stromversorgung sollte aber nicht über längere Zeit am Limit betrieben werden, so das Fazit der Studie. Die Diskussion, in welchem Umfang, mit welcher Technologie und mit welchem Zeithorizont in der Schweiz zusätzliche Winterproduktion zugebaut werden müsse, erscheine deshalb weiterhin vordringlich (Quellen: ECom, 2020b+2018).

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).

Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf

Im Jahresverlauf betrachtet erreicht die Elektrizitätsproduktion in der Schweiz das Maximum aufgrund des hiesigen Kraftwerksparks jeweils im Sommer, wenn insbesondere die Laufkraftwerke eine hohe Stromproduktion aufweisen; gleichzeitig ist der Anteil der Kernkraft wegen Revisionen jeweils kleiner. Der Landesverbrauch erreicht das Maximum aufgrund des höheren Raumwärmebedarfs jeweils im Winter. Der folgende Indikator zeigt diese Zusammenhänge im Verlauf des Kalenderjahres 2020 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.

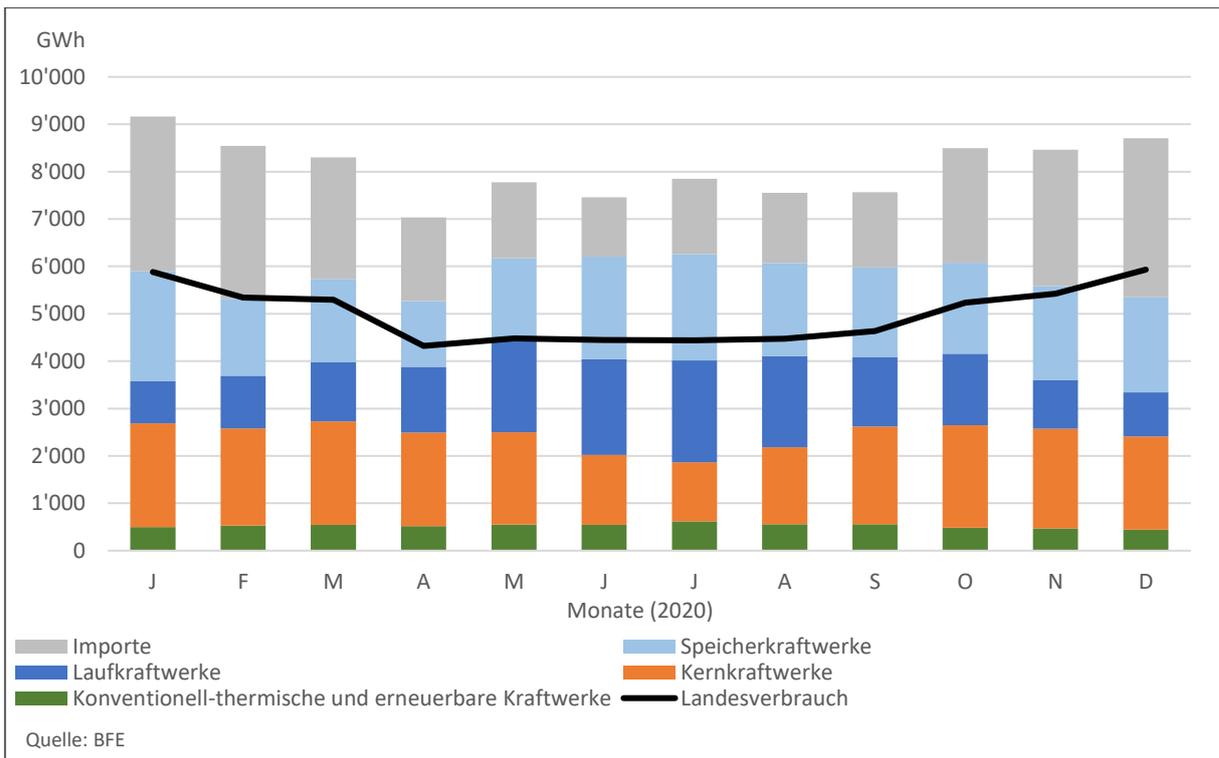


Abbildung 24: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2020

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 24*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten teilweise nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2020 war diese Situation trotz der Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Mühleberg am 20. Dezember 2019 wenig ausgeprägt; dies insbesondere aufgrund der höheren Produktion der Wasserkraftwerke in den Winterquartalen sowie der höheren Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Gösgen, welches 2020 einen Produktionsrekord aufstellte. Gleichzeitig nahm der Landesverbrauch u.a. wegen den Auswirkungen des Lockdowns ab (Quellen: BFE, 2021c).

Importkapazität

Mit ihrer zentralen Lage inmitten von Europa ist die Schweiz gut an die Übertragungsnetze der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien angebunden. Durch die grenzüberschreitenden Leitungen kann die Schweiz einen Teil der Stromnachfrage mit Importen decken. Die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte kommerzielle Transportkapazität, die so genannte „Net Transfer Capacity (NTC)“ gibt dabei die maximale Importkapazität an, die pro Grenze kommerziell genutzt werden kann, ohne die Netzstabilität zu gefährden.

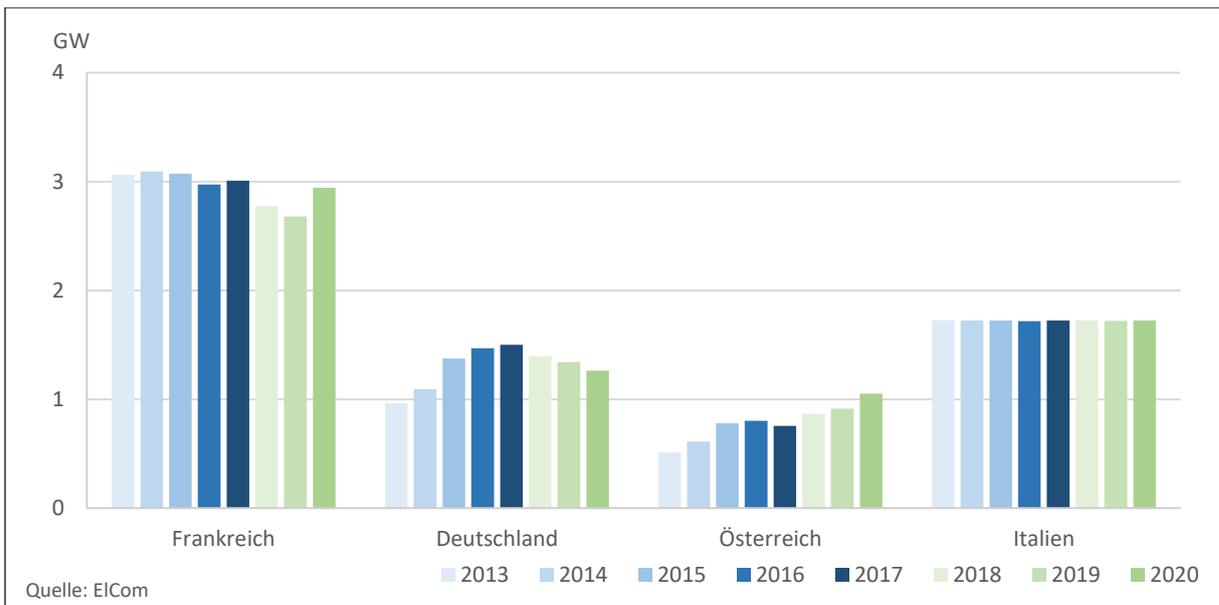


Abbildung 25: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

Abbildung 25 zeigt die jährlichen Durchschnittswerte der stündlichen Importkapazität (NTC) an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Am so genannten Norddach (Österreich, Deutschland, Frankreich) erhöhte sich 2020 die Importkapazität aus Frankreich leicht, aus Deutschland ging sie im Durchschnitt weiter zurück, was aber durch die Zunahme der Importkapazität aus Österreich, deren Grosshandelsmarkt seit Oktober 2018 vom deutschen Markt entkoppelt wurde, kompensiert werden konnte. Umgekehrt blieb die Importkapazität aus Italien im Durchschnitt relativ stabil. Bisher gilt diese in Normal-Situationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz noch als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit der zunehmenden Volatilität der Märkte und dem Kernkraft- und Kohleausstieg in Deutschland wird künftig aber auch der Import aus Italien wichtiger; dies gilt auch bezüglich der Abschaltung des französischen Kernkraftwerks Fessenheim im 2020 und des Kernkraftwerks Mühleberg Ende 2019 in der Schweiz. Massnahmen zu einer Erhöhung der Importkapazität aus Italien wurden bereits eingeleitet und werden voraussichtlich ab Frühling 2022 wirksam werden (Quelle: EICom, 2021a).

Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Betrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des N-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die hypothetische Netzbelastung bei einem Ausfall eines kritischen Netzelements berechnet wird. Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 Minuten wiederholt und in der vorliegenden Auswertung zu 15 Minutenwerten aggregiert. Die Netzbelastungswerte des am stärksten belasteten Netzelements werden anschliessend den Kategorien 100-110 Prozent, 110-120 Prozent oder über 120 Prozent zugeordnet.

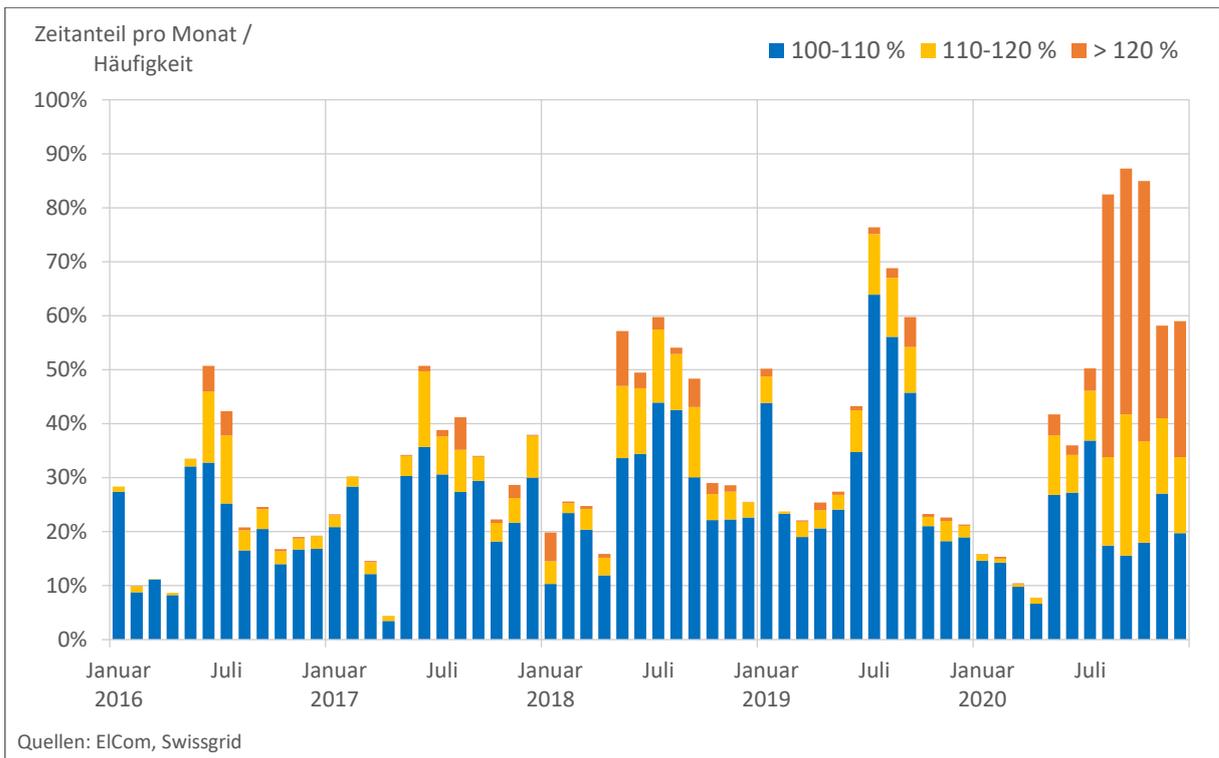


Abbildung 26: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Abbildung 26 zeigt die simulierte Netzbelastung im N-1-Fall seit 2016. Der maximale Belastungswert der verbleibenden Netzelemente bei einem potenziellen Ausfall fiel bis 2020 mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Auffallend sind 2020 die hohen Werte in der zweiten Jahreshälfte. Dies aufgrund der hohen Produktion in der Schweiz und Flüssen Richtung Frankreich in Verbindung mit dem Provisorium in La Bâtiâz: Um das Kraftwerk Nant de Drance bereits vor der Fertigstellung der dritten und letzten Anschlussleitung ans Stromnetz anzuschliessen, hat Swissgrid dort die Spannung einer der beiden Freileitungen zwischen La Bâtiâz und Le Rosel vorübergehend von 220 auf 380 Kilovolt erhöht (vgl. Themenfeld Netzentwicklung). Zudem gab es Ende Jahr länger andauernde N-1 Verletzungen im Raum Wallis und Tessin. Trotz der zeitweise hohen Belastungen war die Netzsicherheit gewährleistet. Ansonsten ist davon auszugehen, dass die Netzbelastung im Jahr 2020 aufgrund der (pandemiebedingten) geringeren Lasten eher tiefer war als in anderen Jahren. Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierte Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über jenen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes. In den beiden Winterhalbjahren 2015/16 und 2016/17 war die Versorgungssituation zeitweise angespannt. Dies führte dazu, dass insbesondere im Januar 2016 wie auch im Februar 2017 mehr Energie importiert werden musste und dadurch die Grundbelastung des Stromnetzes auf einem hohen Niveau lag. Die simulierte Netzbelastung ist in den letzten zwei Jahren insgesamt tendenziell angestiegen. Auch in einer saisonalen Betrachtung haben sowohl die Werte im Sommer- als auch im Winterhalbjahr zugenommen. Das Niveau der N-1-Verletzungen hängt unter anderem davon ab, wie gut die Übertragungsnetzbetreiber die Lastflüsse prognostizieren können. Der ansteigende Trend im Winterhalbjahr dürfte u.a. auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa (AT, DE, LU, NL, BE) zurückzuführen sein. Insbesondere ausserhalb der Spitzenzeiten wurden in den Jahren 2018 und 2019 die Kapazitäten auf Kosten der Schweizer Netzsicherheit

erhöht. Im Sommerhalbjahr dürfte die Zunahme der N-1-Verletzungen auf den erhöhten Anteil an stochastischer Produktion zurückzuführen sein. Die hochflexible Wasserkraft wurde im Sommer schon in der Vergangenheit sowohl nach Norden wie auch nach Italien exportiert. Die Volatilität der Produktion insgesamt in Europa nimmt jedoch tendenziell zu; dies erschwert die Prognose der Netzbelastung, was sich dann auch in den N-1-Verletzungen widerspiegelt (Quelle: ECom, 2020d).

Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit

Die ECom verfolgt und analysiert seit 2010 die Entwicklung der Versorgungsqualität der grössten Verteilnetzbetreiber der Schweiz. Erfasst werden gemäss internationalem Standard alle Unterbrechungen der Stromversorgung, die drei Minuten oder länger dauerten. Zur Analyse dient der international übliche Indikator «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI). Er gibt die durchschnittliche Zeitdauer an, in der ein Endverbraucher wegen eines Versorgungsunterbruchs pro Jahr ohne Strom war. Unterschieden wird zwischen geplanten (z.B. Unterbrechungen zum Unterhalt der Anlagen, welche der Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher ankündigt) und ungeplanten Unterbrechungen, beispielsweise aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen, Fremdeinwirkungen oder höherer Gewalt. Bei der Betrachtung der Versorgungsqualität liegt der Fokus auf den ungeplanten Unterbrechungen.

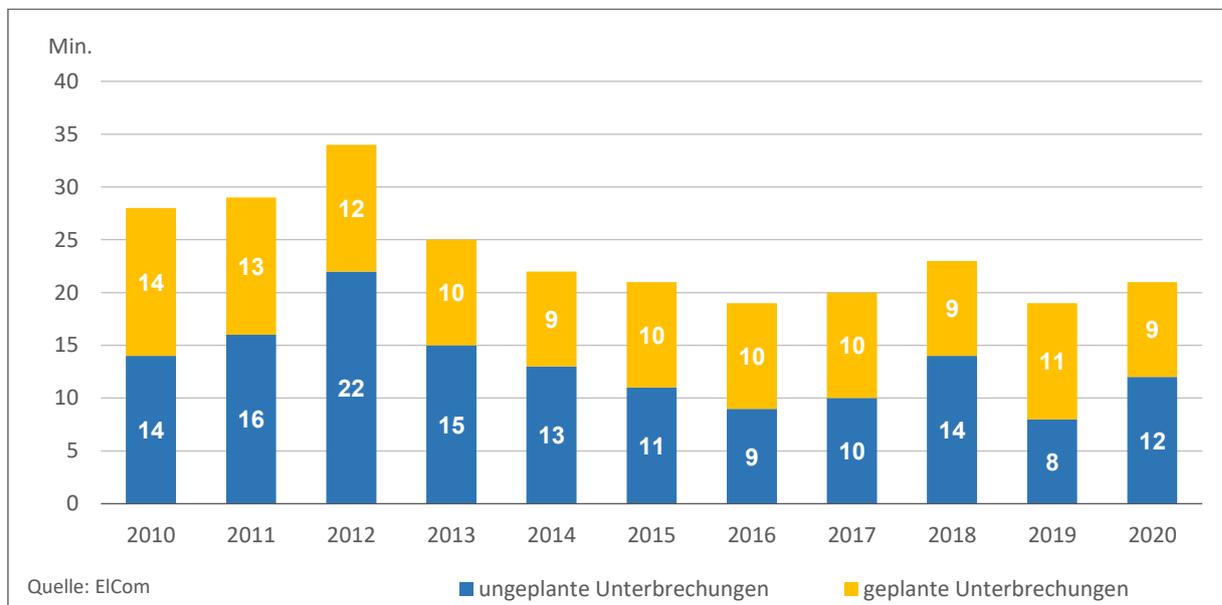


Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2020 in der Schweiz gesamthaft 21 Minuten, wie *Abbildung 27* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine Erhöhung um zwei Minuten. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war besser als im Vorjahr und ergab einen Wert von neun Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer wegen ungeplanter Unterbrechungen erreichte mit zwölf Minuten nach wie vor einen guten Wert. Im Vorjahr war er um vier Minuten tiefer. In der Langzeitbetrachtung konnte über die vergangenen elf Jahre eine positive Entwicklung des SAIDI-Wertes in der Schweiz beobachtet werden. Die Verbesserung des SAIDI-Wertes in den Jahren 2014, 2015 und 2016 gegenüber den Vorjahren (2010–2013) ist hauptsächlich auf die Abnahme von Unterbrechungen

aufgrund von Naturereignissen und betrieblichen Ursachen zurückzuführen. Im Jahr 2018 sind die ungeplanten Unterbrechungsminuten wieder etwas angestiegen. Dies ist vor allem dem Sturmtief Burglind im Januar 2018 zuzurechnen. 2019 gab es deutlich weniger ungeplante Unterbrechungen. 2020 wird als durchschnittliches Jahr in die Statistik der Stromversorgungsqualität eingehen. Nach Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren („Council of European Energy Regulators, CEER“) gehört die Schweiz zu den Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa²⁴ (Quellen: EICOM, 2021a+c).

Gasversorgungssicherheit

Die Schweiz ist gut ins europäische Gasfernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die hiesige Gasversorgungssicherheit zentral. Nach der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009 hat die EU ihr Gas-Krisenmanagement verstärkt. Unter anderem setzte sie dazu eine Koordinierungsgruppe "Erdgas" (Gas Coordination Group, GCG) ein. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung verpflichtete die EU-Mitgliedsstaaten, eine Risikobewertung ihrer Erdgasversorgung vorzunehmen sowie Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Um ihre Versorgungssicherheit weiter zu verbessern und mit der GCG zusammenzuarbeiten, hat das BFE zwei Berichte in Anlehnung an die EU Vorgaben erstellt. Aufbauend auf der "Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz" wurden Präventions- und Notfallpläne für Erdgas erarbeitet (BFE, 2014+2016)²⁵. Auf Basis dieser Grundlagen beobachtet das Monitoring im Gasbereich ausgewählte Indikatoren.

Zweistoffanlagen

Endkunden mit Zweistoffanlagen ermöglichen es, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (i.d.R. Heizöl extraleicht) umzustellen, hauptsächlich im industriellen Bereich. Da die Schweiz weder über eine eigene Erdgasproduktion noch über grosse Speicher verfügt, stellen die Zweistoffanlagen ein wichtiges Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar²⁶. Bei Bedarf kann der Gaskonsum von grossen Verbrauchern auf Heizöl umgestellt werden, um die Gasversorgung der übrigen Verbraucher²⁷ weiter zu gewährleisten. Wenn an den Grosshandelsmärkten der umliegenden Länder Gas beschafft und in die Schweiz eingeführt werden kann und die Kapazitäten zur Verfügung stehen, können Umschaltungen teilweise oder vollständig vermieden werden. Für Zweistoffanlagen werden in der Schweiz Erdgasersatz-Pflichtlager in Form von Heizöl (s. *Kasten S. 68*) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten; dies für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.

²⁴ vgl. «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply»

²⁵ Die Verordnung wurde Ende 2017 revidiert (Verordnung (EU) Nr. 2017/1938). Die Revision beinhaltet hauptsächlich eine intensivere Kooperation zwischen EU-Mitgliedsländern, wobei Drittländer kaum mitberücksichtigt werden. Die Schweiz hat ihre Risikobewertung und die Pläne deshalb vorerst nicht aktualisiert, verfolgt aber kontinuierlich die Aktivitäten in diesem Bereich.

²⁶ Umschaltbare Anlagen dienen auch der Erhöhung der Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung und ermöglichen Kostenoptimierungen. Zusätzlich werden solche Anlagen zur Optimierung der Netzstabilität genutzt.

²⁷ In der Schweiz gibt es keine Definition der geschützten Kunden gemäss Verordnung (EU) Nr. 2017/1938.

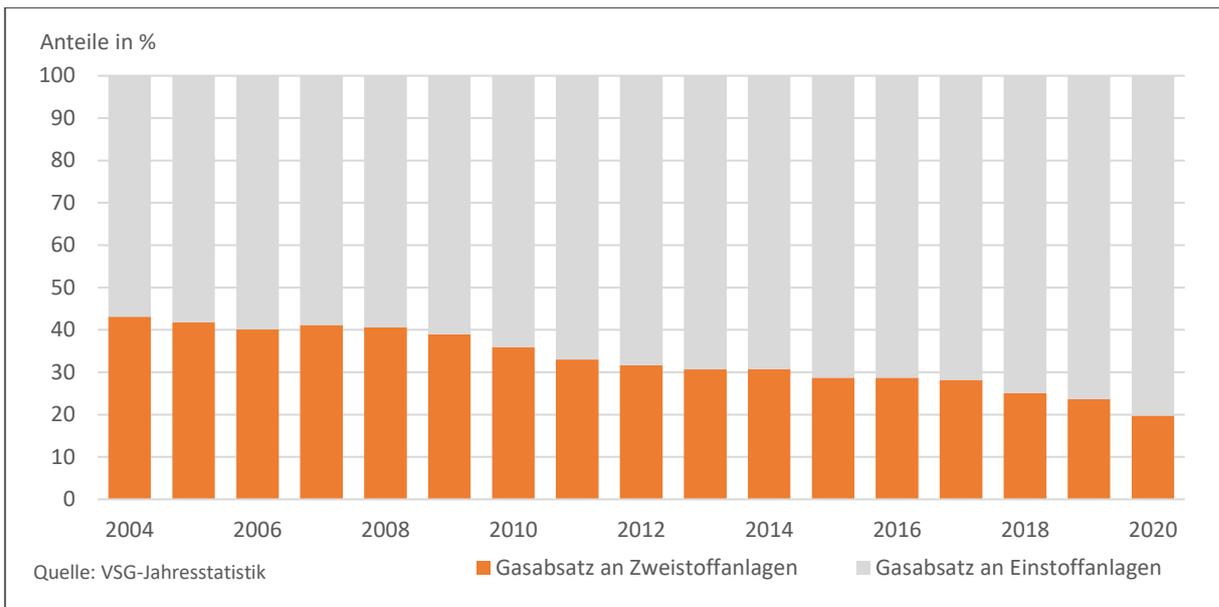


Abbildung 28: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Derzeit können knapp 20 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz dank Zweistoffanlagen kurzfristig durch Heizöl substituiert werden. Dieses Potenzial kann indes bei tieferen Temperaturen zurückgehen, falls Erdgaskunden mit Zweistoffanlagen zu diesem Zeitpunkt bereits gemäss vertraglicher Vereinbarung von Erdgas auf Heizöl umgeschaltet wurden. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich hoch. Dieser Anteil hat in den letzten Jahren jedoch abgenommen, wie *Abbildung 28* zeigt. Dieser Rückgang ist im Jahr 2020 besonders ausgeprägt, da die Produktion in der Industrie (wo sich die meisten Zweistoffanlagen befinden) infolge der Pandemie abgenommen hat. Damit die kurzfristige Versorgungssicherheit auch unter den geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche weitere Massnahmen (Quelle: VSG, 2021).

Infrastrukturstandard

Anhand des Infrastrukturstandards wird beurteilt, inwieweit das Gasversorgungssystem in der Lage ist, an einem Tag mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (kalter Wintertag) – wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt – die gesamtschweizerische Nachfrage auch beim Ausfall des grössten Einspeisepunktes zu decken (N-1-Betrachtung). Die Schweiz berechnet diesen Standard gemäss der entsprechenden EU-Verordnung, eine Analyse wurde erstmals im Jahr 2014 publiziert (BFE, 2014)²⁸. In diesem berechneten Gebiet sind das Tessin und das Bündner Rheintal nicht enthalten, da diese nicht oder kaum ans restliche Schweizer Erdgasnetz angebunden sind. Bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards wird allein die technische Einspeisekapazität berechnet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das eingespeiste Gas aufgrund der abgeschlossenen

²⁸ Da inzwischen die Komponenten der N-1-Formel revidiert wurden, weichen die im vorliegenden Monitoring-Bericht dargestellten Werte für 2011/12 und 2012/13 leicht von jenen im Risikobewertungsbericht von 2014 ab.

Lieferverträge effektiv bestimmt ist. Ein grosser Teil der in der Schweiz auf der Transitgasleitung abgewickelten Gastransporte sind nicht für den inländischen Markt bestimmt und auch auf anderen Transportleitungen wird teilweise Gas transportiert, welches für das Ausland bestimmt ist. Der Indikator wird in der Regel alle zwei Jahre aktualisiert.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) ²⁹	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz	N-1 Nachfrage nicht umschaltbarer Kunden
2011/12 2012/13	151%	227%
2013/14 2014/15	152%	216%
2016/17 2017/18	229% (128%)	319% (178%)
2018/19 2019/20	228%	307%

Abbildung 29: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)

Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 29* zeigt, war dies für die vier betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies sowohl für die „maximale“ Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) als auch für die „maximale“ Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die jüngsten berechneten Perioden liegen die N-1-Werte deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griesspass aus Italien zu transportieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben³⁰. Berücksichtigt wurde in den jüngsten Berechnungen zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene transeuropäische Erdgasleitung TENP I und demzufolge die Reduktion um etwa 50 Prozent der Exit-Kapazitäten (von Deutschland in die Schweiz) in Wallbach (AG) an der Grenze zu Deutschland, da in Wallbach die deutschen Ausspeisekapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisekapazitäten sind. Der Unterschied zwischen den zwei letzten Perioden kann durch eine leichte Erhöhung der prognostizierten Gasnachfrage erklärt werden (Swissgas und VSG, 2020 / Berechnungen BFE).

²⁹ Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

³⁰ Mit Reverse-Flow ist der Griesspass der grösste Einspeisepunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden ist es Wallbach.

Ölversorgungssicherheit

Diversifikation der Transportmittel

Rohöl und Mineralölprodukte wie etwa Benzin, Diesel oder Heizöl gelangen auf verschiedenen Wegen in die Schweiz und werden dort weiterverteilt. Die Haupteinfuhrwege liegen primär im westlichen Teil des Landes: In Basel mit der Rhein-Schifffahrt sowie in den Kantonen mit Pipelineanschlüssen³¹. Ausserdem erfolgen Importe per Bahn und Lastwagen. Im Landesinnern erfolgt die Feinverteilung hauptsächlich mit Lastwagen. Der Diversifikation der relevanten Transportmittel und -wege wie Ölpipelines, Schiffe, Schiene oder Strasse kommt daher eine zentrale Bedeutung zu bei der Beurteilung der Erdölversorgungssicherheit der Schweiz. Der Indikator zeigt die Entwicklung der Anteile der Transportmittel, über die Erdöl eingeführt wird.

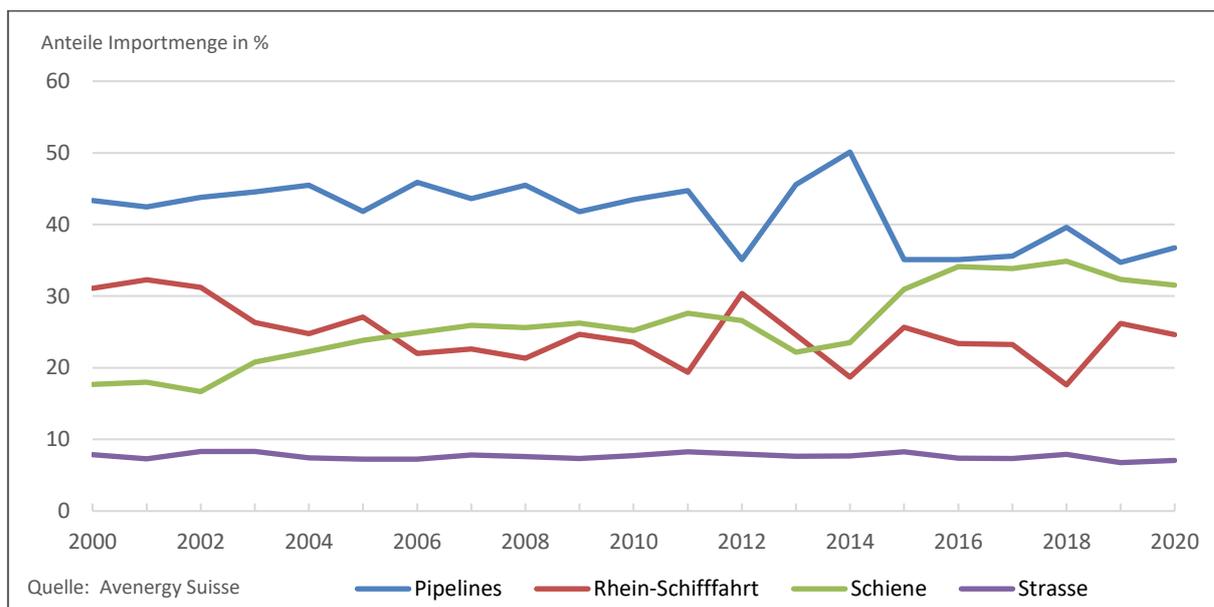


Abbildung 30: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

Abbildung 30 zeigt, dass der Anteil der verschiedenen Transportmittel bei der Einfuhr von Erdöl (Rohöl und Produkte) zwischen 2003 und 2010 relativ stabil war. 2011 ging der Transport auf dem Rhein dagegen gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent zurück. Grund dafür waren eine einmonatige Sperrung des Flusses im Januar infolge eines Schiffsunfalls sowie extrem tiefe Wasserstände im Mai und November. Als Konsequenz wurden 5 Prozent mehr Erdölprodukte per Bahn und ein Viertel mehr über die Produktpipeline der SAPPRO eingeführt. 2012 wurde infolge der zirka 6-monatigen Betriebseinstellung der Raffinerie Cressier (NE) rund ein Viertel weniger Rohöl per Pipeline importiert. Zur Kompensation dieses Produktionsausfalls wurden knapp 60 Prozent mehr Erdölprodukte über den Rhein transportiert. 2013 standen die Anteile der Öltransportmittel wieder auf ihren mehrjährigen Niveaus. 2014 wurde gegenüber dem Vorjahr weniger Heizöl abgesetzt. Dies in erster Linie aufgrund der warmen Witterung; ein möglicher weiterer Grund ist die Erhöhung der CO₂-Abgabe. Heizöl wird

³¹ Oléoduc du Jura Neuchâtelois OJNSA (NE), Oléoduc du Rhône ORH (VS; seit Frühling 2015 stillgelegt infolge Betriebseinstellung der Raffinerie Collombey), Produktpipeline SAPPRO (GE; Marseille-Genf/Vernier).

mehrheitlich per Rheinschiff importiert, deswegen sank der Anteil dieses Verkehrsträgers deutlich. Dafür stieg die Rohöleinfuhr, welche vollständig per Pipeline erfolgt. 2015 sanken die Rohöleinfuhren über die Pipelines deutlich: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey Mitte März führte zu einem Importanstieg bei den Fertigprodukten, welche vermehrt auf die Bahn und die Rheinschiffahrt entfielen. 2016 stiegen die Bahntransporte weiter an, 2017 wurde der Aufwärtstrend temporär gebremst, weil die Rheintalbahn für einige Wochen teilweise unterbrochen war. Im Herbst 2018 beeinträchtigte das historische Niedrigwasser infolge der anhaltenden Trockenheit die Importe über den Rhein stark. Die Fehlmengen konnten nur teilweise über andere Kanäle kompensiert werden, weil diese ebenfalls bereits ausgelastet waren, da auch das umliegende Ausland von der Situation betroffen war. Der Bund erlaubte deshalb temporäre Pflichtlagerbezüge für Diesel, Benzin und Flugpetrol, um diese Versorgungsstörung zu überbrücken. Ab 2019 normalisierte sich die Situation auf dem Rhein wieder. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2020 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 36,7%, Schiene 31,5%, Rheinschiffahrt 24,6% und Strasse rund 7,1% (Luft: vernachlässigbar). Die Transportmittel sind damit breit diversifiziert und teilweise substituierbar, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Mit den umfangreichen Pflichtlagern (s. *Kasten S. 68*) besteht hierzulande bei einer Versorgungsstörung zudem die Möglichkeit, den Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte während mind. 3 (Flugpetrol) bzw. 4,5 Monaten vollständig zu decken, wie dies zum Beispiel 2015 und 2018 der Fall war (Quellen: Avenegy Suisse, 2021 / BWL, 2019).

Importportfolio von Rohöl

Eine breite Diversifizierung des Importportfolios von Erdöl ist eine der Strategien, um die Energieversorgungssicherheit in diesem Bereich zu gewährleisten. Eine diversifizierte Versorgung lässt auf eine höhere Widerstandsfähigkeit der Versorgungskette und damit eine höhere Versorgungssicherheit schliessen. Der nachfolgende Indikator schlüsselt die Rohöl-Importe nach Herkunftsländern auf³².

³² Die *Erdölprodukte* importiert die Schweiz nahezu vollständig aus EU-Ländern. Welcher Herkunft und wie hoch dabei die zu Grunde liegenden Rohölimporte sind, ist nicht eruierbar.

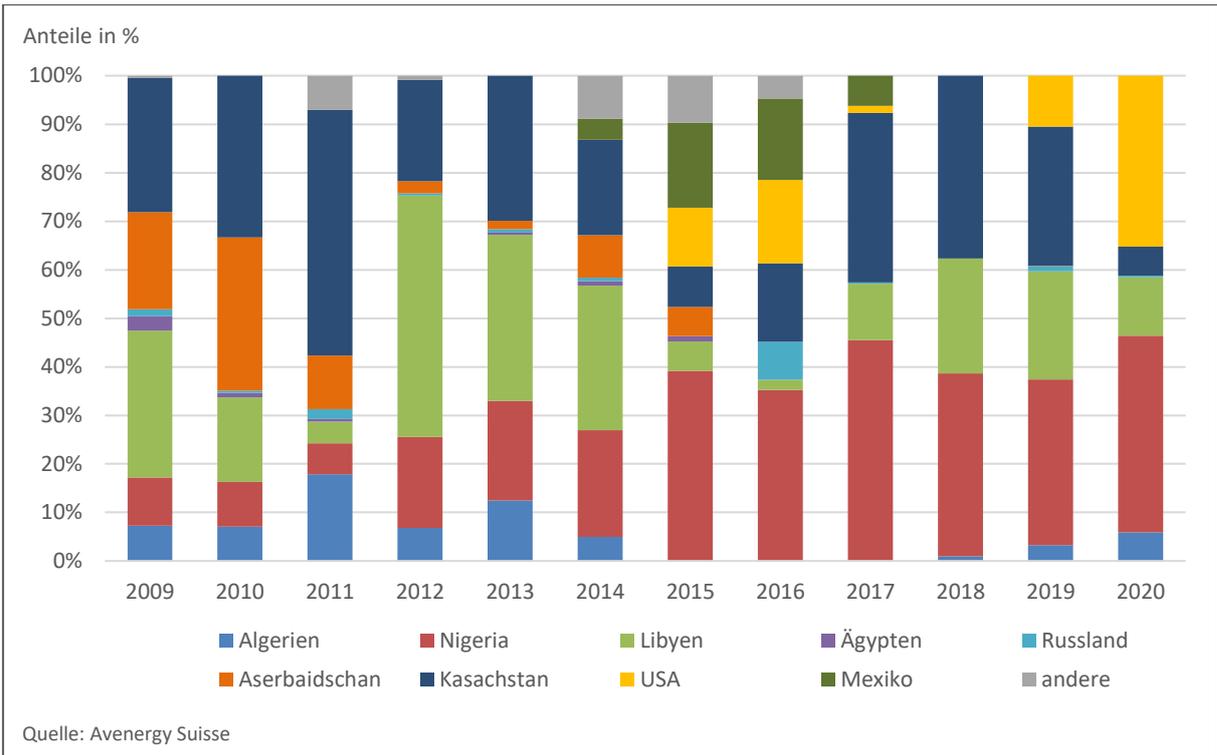


Abbildung 31: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

2020 waren Nigeria und die USA die Hauptlieferanten von Rohöl, gefolgt von Libyen, Kasachstan und Algerien sowie in deutlich kleinerem Umfang Russland. Damit verteilten sich die Rohölimporte in diesem Jahr auf sechs Herkunftsländer. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio schwankten (vgl. *Abbildung 31*) in den letzten Jahren stark: Ab 2009 sind beispielsweise die Importe aus Libyen infolge diplomatischer Unstimmigkeiten und politischer Unruhen eingebrochen, insbesondere Kasachstan, Aserbaidshan und Algerien sprangen in die Bresche. 2012 bis 2014 war Libyen wieder Hauptrohöl-Lieferant der Schweiz. Seit 2015 ist Nigeria an diese Stelle getreten, die Einfuhren aus Libyen brachen erneut ein, haben sich 2017 indes etwas erholt und stiegen 2018 weiter an. 2015, 2016, 2019 und insbesondere 2020 importierte die Schweiz zudem einen namhaften Anteil Rohöl aus den USA. Die grossen Veränderungen bei den Schweizer Rohölimporten zeigen, wie versorgungsflexibel der Erdölmarkt ist (Quelle: Avenergy Suisse, 2021 / BWL, 2019).

Importe von Rohöl und Erdölprodukten

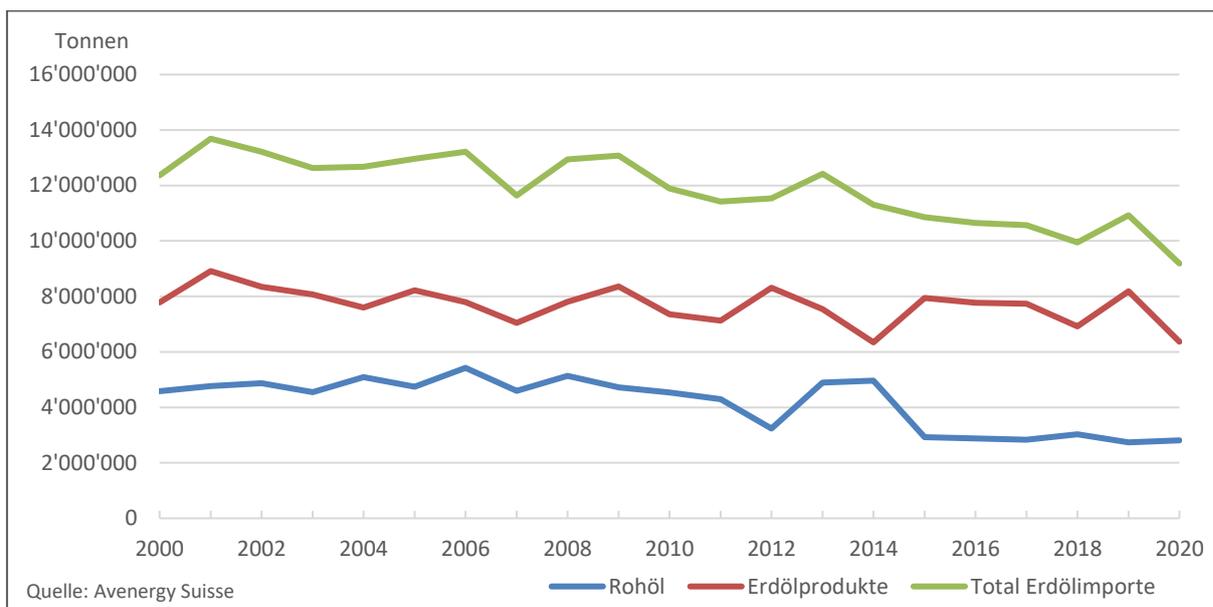


Abbildung 32: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 32* zeigt, sind seit 2000 die Erdölimporte insgesamt tendenziell gesunken (grüne Kurve), 2018 erstmals seit 1970 unter die Schwelle von 10 Mio. Tonnen. Damit bestätigt sich ein längerfristiger Trend. Mögliche Gründe für diesen Rückgang sind Substitutionseffekte (z.B. von Heizöl zu Gas resp. Wärmepumpen), Energieeffizienzmassnahmen, der zunehmende Verbrauch biogener Treibstoffe, die Abnahme der Heizgradtage, der technologische Fortschritt sowie politische Massnahmen (Energieetikette für Personenwagen, CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). 2019 stiegen die Importe gegenüber dem Vorjahr an, weil die im Herbst 2018 freigegebenen Pflichtlager wieder ausgeglichen werden mussten, was vor allem beim Diesel der Fall war. Auch Heizöl-Importe nahmen zu. 2020 gingen die Importe von Erdölprodukten insbesondere aufgrund der Covid-19-Pandemie und der dadurch geringeren Nachfrage um über 22 Prozent zurück. Auch die im Vergleich zum Vorjahr wärmere Witterung trug zur Abnahme bei. Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch (Anteil am Endverbrauch rund 44 Prozent, *vgl. Abbildung 21*). Auch hier ist die Versorgungssicherheit trotz Abhängigkeit vom Ausland gewährt, indem die Schweiz in einen gut funktionierenden, globalen Markt eingebunden ist, welcher in der Regel kurzfristige Schwankungen ausgleichen kann. Eigene Raffinerien sind zwar grundsätzlich ein Vorteil für die Schweiz, eine allfällige Schliessung würde die Versorgung des Landes mit fossilen Brenn- und Treibstoffen jedoch nicht gefährden, da ein ausschliesslicher Import von Ölfertigprodukten (2020 stammten 99,6 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Es müsste allerdings eine Zusatzmenge von Mineralölprodukten über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschiffahrt, Bahn, Strasse, Produktepipeline SAPPRO) importiert werden (*vgl. Indikator „Transportmittel“*). Bei einem Ausfall der zurzeit einzigen in Betrieb befindlichen Schweizer Raffinerie in Cressier erwartet auch das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere, wenn gleichzeitig die Produktepipeline SAPPRO und/oder die Rheinschiffahrt von einem Versorgungsunterbruch betroffen sein sollten. Im Notfall könnte jedoch vorübergehend auf die umfangreichen Pflichtlager der Schweiz zurückgegriffen werden, um ein allfälliges Defizit an Mineralölprodukten während mehrerer Monate zu kompensieren (*s. Kasten S. 68*) (Quelle: Avenenergy Suisse, 2021 / BWL, 2019).

Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten

Mineralöl-Pflichtlager dienen dazu, bei einer Beeinträchtigung der Versorgung der Schweiz das Land dennoch mit diesen Energieträgern ununterbrochen zu versorgen. Mögliche Gründe für eine Versorgungsstörung sind zahlreich: Sie reichen von Importausfällen aufgrund von Unruhen in Förderländern, Ausfällen von Raffinieren oder Pipelines über Störungen der Logistik-, Informations- und Kommunikationstechnologien-Netze bis hin zu Beeinträchtigungen der Rheinschifffahrt infolge Hoch- oder Niedrigwasser oder defekter Schleusen. Allerdings braucht es erfahrungsgemäss eine Kombination von Schadensereignissen in der Logistik- bzw. IKT-Infrastruktur, um eine schwere Mangellage in der Schweiz zu verursachen. Bei den Mineralölprodukten besteht die Herausforderung bezüglich Versorgung darin, sie in ausreichenden Mengen sicher einzuführen und in der Schweiz zu verteilen. Die Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten spielt deshalb eine wichtige Rolle zur Überbrückung von länger andauernden Importausfällen (Wochen bis Monate). Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung³³ ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

³³ Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für min. 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meeresanstoss verfügt: Autobenzin: 4,5 Monate, Flugpetrol: 3 Monate, Dieselöl: 4,5 Monate, Heizöle: 4,5 Monate, Erdgasersatzpflichtlager für Zweistoffanlagen (Heizöl EL): 4,5 Monate.

Themenfeld Ausgaben und Preise

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems infolge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernkraft und weiterer tiefgreifender Veränderungen im Energieumfeld, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucherausgaben für Energie, bei den Energiepreisen sowie bei den einzelnen Preiskomponenten. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die Entwicklung bis Ende 2020 ab. Die im Jahr 2021 beobachteten Preissteigerungen auf diversen Energiemärkten (vgl. *Themenfeld Internationales*), welche auch Auswirkungen auf die Schweiz haben (insb. Öl, Gas und Strom), sind in den folgenden Grafiken noch nicht abgebildet.

Endverbraucherausgaben für Energie

Die Endverbraucherausgaben für Energie erfassen alle Ausgaben der Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme. Sie berechnen sich aus der jährlich in der Schweiz abgesetzten Energiemenge (inkl. Treibstoff, der in der Schweiz an ausländische Konsumenten verkauft wird) und den entsprechenden Verkaufspreisen. Darin enthalten sind die Ausgaben für die Energie, den Transport und sämtliche Steuern und Abgaben (z.B. CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer). Die Industrieabfälle, welche zur Energieerzeugung verwertet werden, werden nicht bewertet, da sie für das Energiesystem fast kostenfrei als Nebenprodukt anfallen. Auch der Verbrauch von eigenproduzierter Energie wird implizit als gratis angenommen, auch wenn für deren Produktion Investitionen getätigt wurden. Die Endverbraucherausgaben für Energie werden von den Energiepreisen und dem Energieverbrauch beeinflusst; letzterer hängt wiederum ab u.a. von der Witterung, der allgemeinen Wirtschaftslage und speziell der industriellen Produktion, dem Bevölkerungswachstum sowie dem Wohnungs- und Motorfahrzeugbestand.

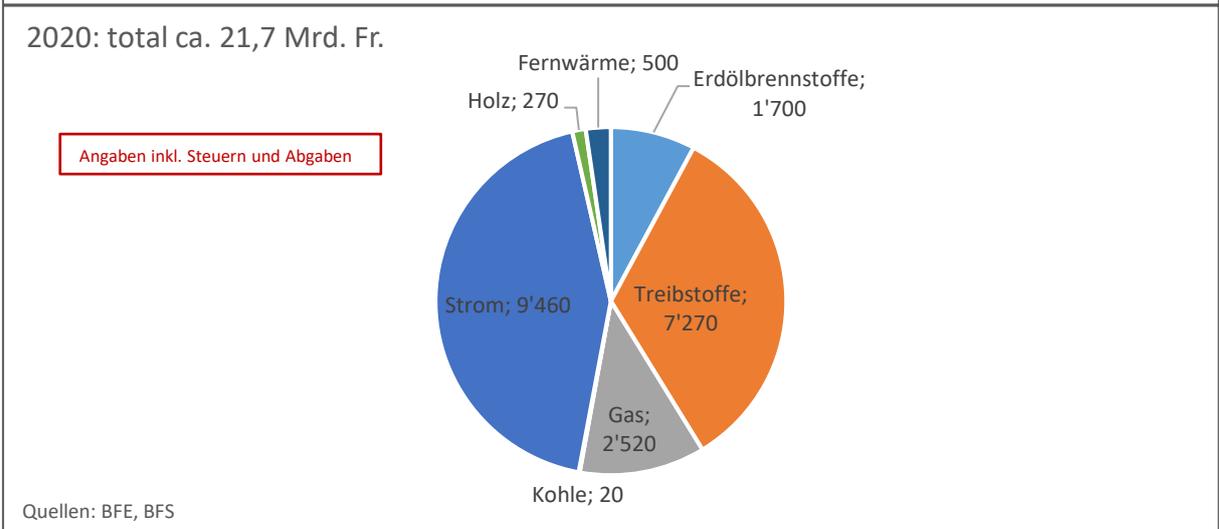
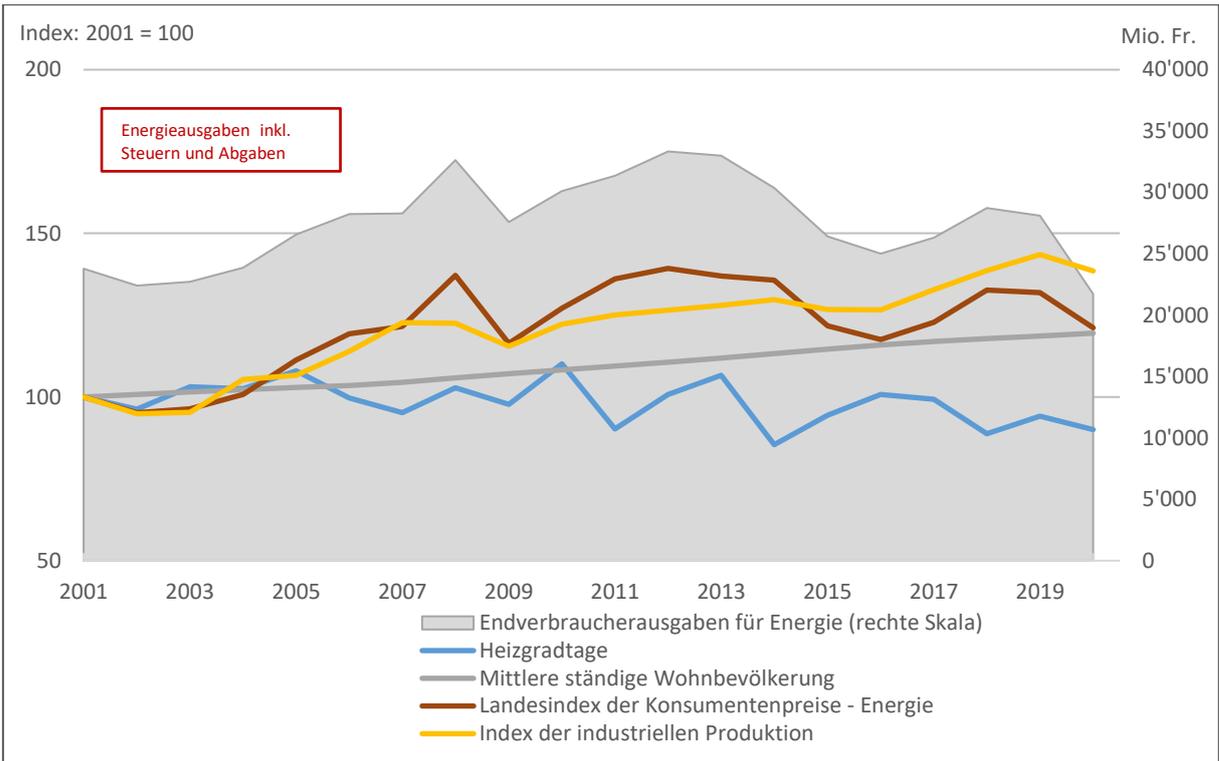


Abbildung 33: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2020 rund 21,7 Mrd. Franken betragen. Das ist der tiefste Wert seit 1999: Als Folge der Covid-19-Pandemie sind die Preise von vielen Energieträgern gefallen (vgl. Abbildungen 34 und 35) und die

verbrauchten Mengen zurückgegangen. Besonders stark ausgeprägt war der Rückgang bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe³⁴ – sie machten aber immer noch rund 40 Prozent aus, das ist etwas weniger, als für Strom ausgegeben wurde. Gut 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben³⁵. Zwischen 2001 und 2019 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,9 Prozent pro Jahr; in der Periode bis 2020 wurden aufgrund der ausserordentlichen Situation hingegen 23 Prozent weniger für Energie ausgegeben als im Vorjahr und damit sogar weniger als im Jahr 2001. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,6%), die Bevölkerung (jährlich 0,9%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,0%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherenausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherenausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. Im Jahr 2020 gingen die Ausgaben deutlich stärker zurück als die Preise. Dies lässt sich dadurch erklären, dass durch die Pandemie weniger Energie, insbesondere Treibstoff, verbraucht wurde. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherenausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 11: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2021a / BFS, 2021a).

Energiepreise

Das Monitoring der Energieendkundenpreise liefert Hinweise über die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und die Attraktivität des Schweizer Wirtschaftsstandorts. Die Wettbewerbsposition von Schweizer Unternehmen hängt – neben zahlreichen anderen Faktoren – auch von den heimischen Energiepreisen im Vergleich zum Ausland ab. Internationale Preisvergleiche sind jedoch mit gewissen Schwierigkeiten verbunden, da sie auf nicht einheitlichen Statistiken fussen und nur beschränkt belastbar sind. Preisentwicklungen können zudem je nach Sichtweise des Betrachters unterschiedlich beurteilt werden. So können Preiserhöhungen aus einer volkswirtschaftlichen Sicht durchaus vorteilhaft sein, wenn damit Kosten internalisiert werden, die ansonsten von der Allgemeinheit hätten getragen werden müssen. Sie können aus Sicht der Standortattraktivität auch wenig relevant sein, wenn die Preissteigerung auf Entwicklungen am globalen Energiemarkt zurückzuführen sind und somit in allen Ländern beobachtet werden. Für den einzelnen Energiekunden bedeuten höhere Preise jedoch höhere Ausgaben für Energie. Die Energiepreise setzen sich aus mehreren Preiskomponenten zusammen, welche von vielen Determinanten beeinflusst werden. Die Aufgliederung der Endkundenpreise in ihre Komponenten liefert Hinweise über mögliche Preistreiber und deren Einfluss. Steuern und Abgaben sind wichtige Einflussfaktoren. So erklären sie einen Teil der internationalen Preisunterschiede – neben länderspezifischen Unterschieden bei den Transportkosten, Marktstrukturen (u.a. Marktgrösse und Wettbewerbsintensität) sowie bei den Produktionskosten von nicht international han-

³⁴ Im Jahr 2020 waren 3,7% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Medienmitteilung BFE vom 21. Juni 2021).

³⁵ In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.). Die Steuern und Abgaben betragen nach einer Schätzung des BFE für das Jahr 2019 für Erdöltreibstoffe 5,03 Mrd. Fr, für Erdölbrennstoffe 1,32 Mrd. Fr., für Strom (ohne Netznutzungsentgelte) 2,03 Mrd. Fr. und für Gas (ohne Netznutzungsentgelte) 0,75 Mrd. Franken.

delbaren Energiequellen. Das jährliche Monitoring der Preise dient als grobes „Warnsystem“, um gezielt weitere Detailanalysen anzustossen, falls das Schweizer Energiesystem im internationalen Vergleich wirtschaftlich unter Druck geraten würde. Das Monitoring beobachtet nachfolgend die Entwicklung der Energieendkundenpreise für Industriekunden in der Schweiz im internationalen Vergleich sowie die Entwicklung der Energieendkundenpreise in der Schweiz und deren unterschiedlichen Preiskomponenten.

Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

Nachfolgend werden die Endkundenpreise (inklusive Steuern) für Industriekunden von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom in der Schweiz in einen internationalen Kontext gestellt. Es handelt sich um jährliche Durchschnittswerte („twelve months average“, diese können von den tatsächlich bezahlten Preisen abweichen), nominale Preise, in US-Dollar anhand Marktwechselkursen umgerechnet. Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann³⁶. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit jenen von ausgewählten Nachbarländern. Zur Einordnung der Stichprobe werden die Preise in den Ländern zusätzlich mit dem OECD-Durchschnitt sowie mit dem jährlich günstigsten beziehungsweise teuersten Land der OECD verglichen. Zu beachten ist, dass der günstigste bzw. teuerste Preis nicht unbedingt jedes Jahr im gleichen Land zu finden ist. Diese Extremwerte dienen als Hinweise der Verteilung. Wichtige Treiber dieser Preise sind die Preisentwicklungen an den internationalen Rohstoffmärkten (insbesondere bei Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

³⁶ Ein Teil der Kosten der betrachteten Energiegüter (v.a. der Einkauf von Energie im Ausland) entsteht in Fremdwährungen und ist damit, da im Vergleich in US-Dollar gerechnet wird, von Wechselkursschwankungen des Frankens weniger oder gar nicht betroffen. Ein anderer Teil der Kosten, z.B. Netzkosten, Betriebskosten oder Vertriebskosten, entstehen jedoch weitgehend in Schweizer Franken; damit haben bei internationalen Vergleichen die Wechselkursschwankungen einen Einfluss auf das Ergebnis.

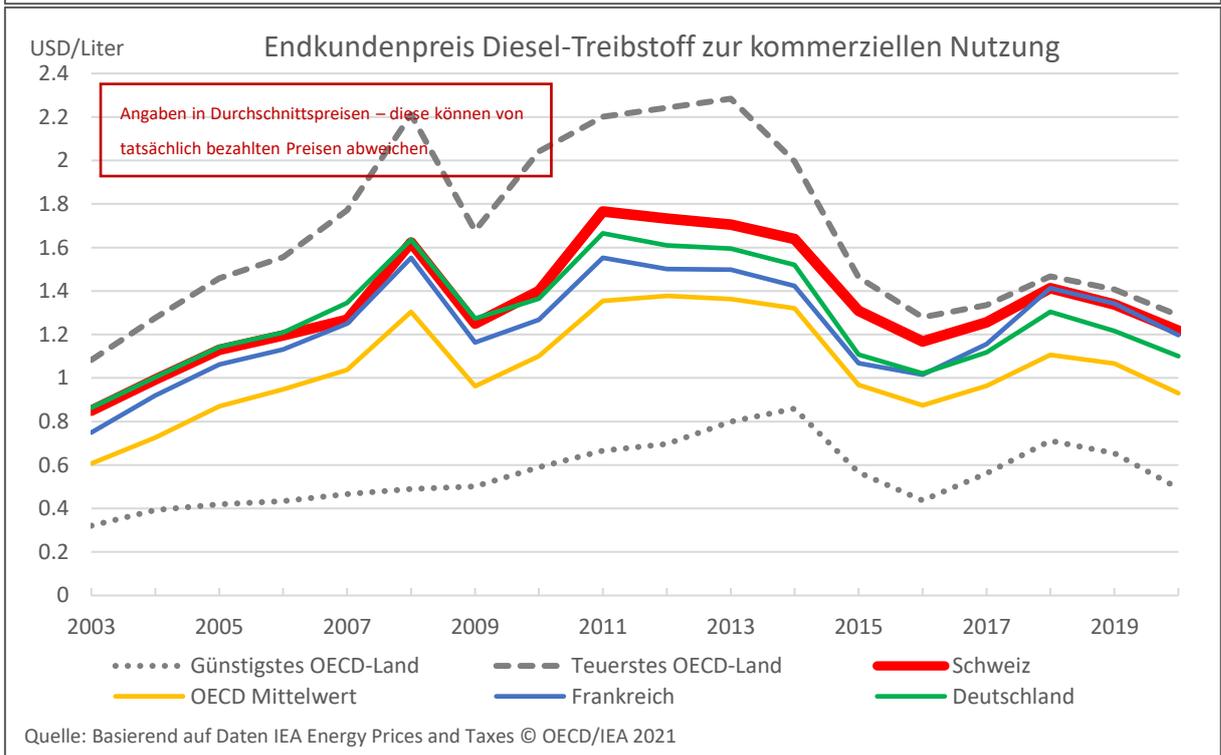
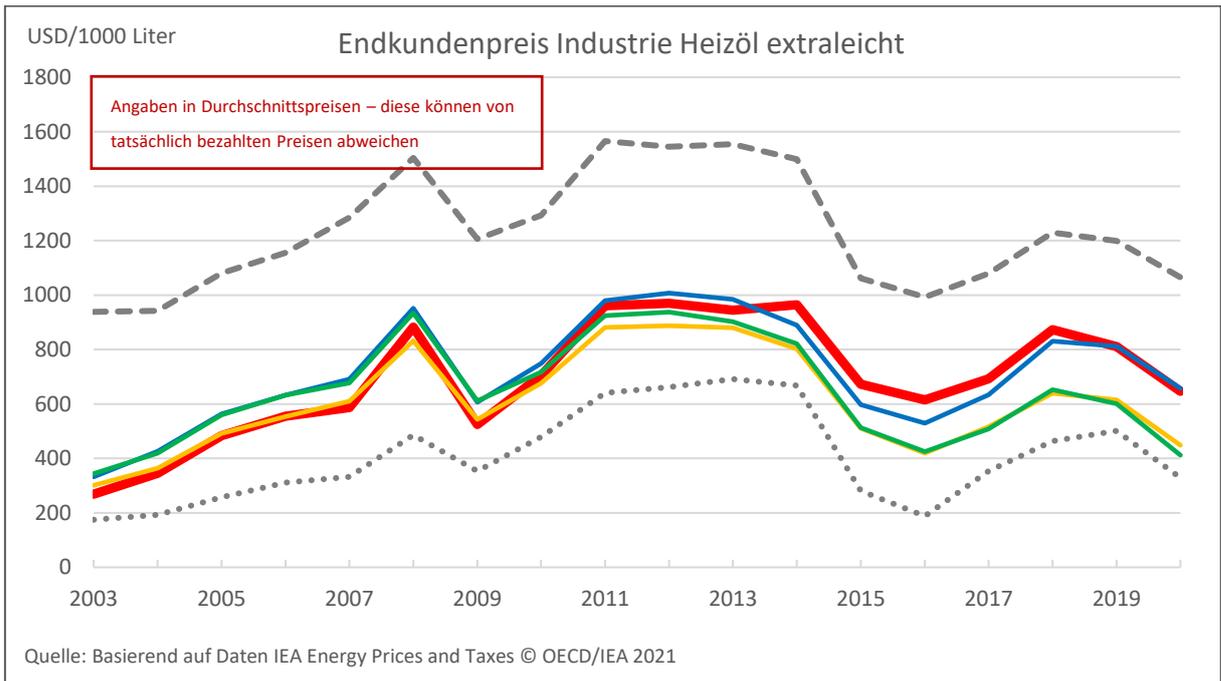


Abbildung 34: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

Der Rohstoff Öl und die aus dessen Raffination entstehenden Energieträger Heizöl und Diesel werden global gehandelt. Dies erklärt teilweise die ähnliche Entwicklung der Preise in den meisten der dargestellten Länder (vgl. *Abbildung 34*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** befindet sich auch 2020 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise für Erdölprodukte sind im Corona-Pandemiejahr 2020 gegenüber dem Vorjahr weltweit und damit auch in der Schweiz deutlich gesunken. Eine Erklärung für den Anstieg der

Schweizer Preise in den letzten Jahren im Verhältnis zu anderen Ländern könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 96 Franken pro Tonne CO₂ im Jahr 2018 liegen; die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für **Diesel** ist in der Schweiz höher als in Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt sanken die Preise letztes Jahr in allen betrachteten Ländern. Frankreich hat seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird. Das Monitoring führt aber keine Information zum 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, 2021a).

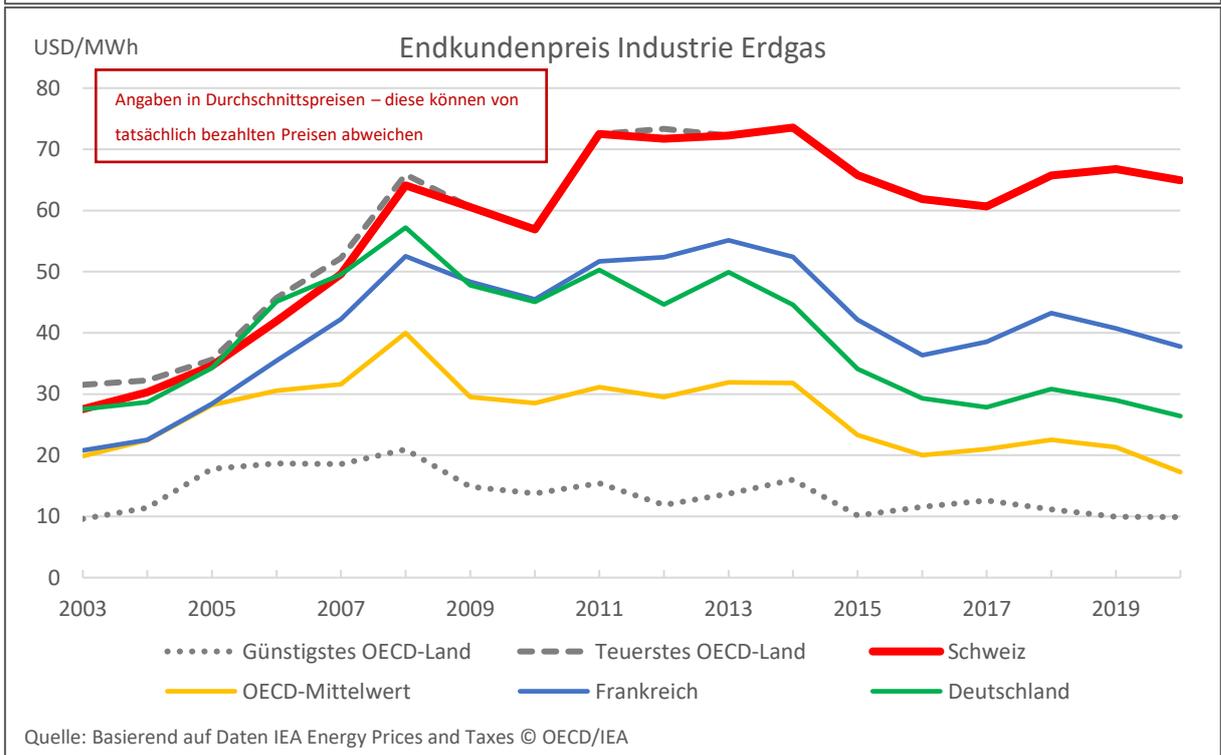
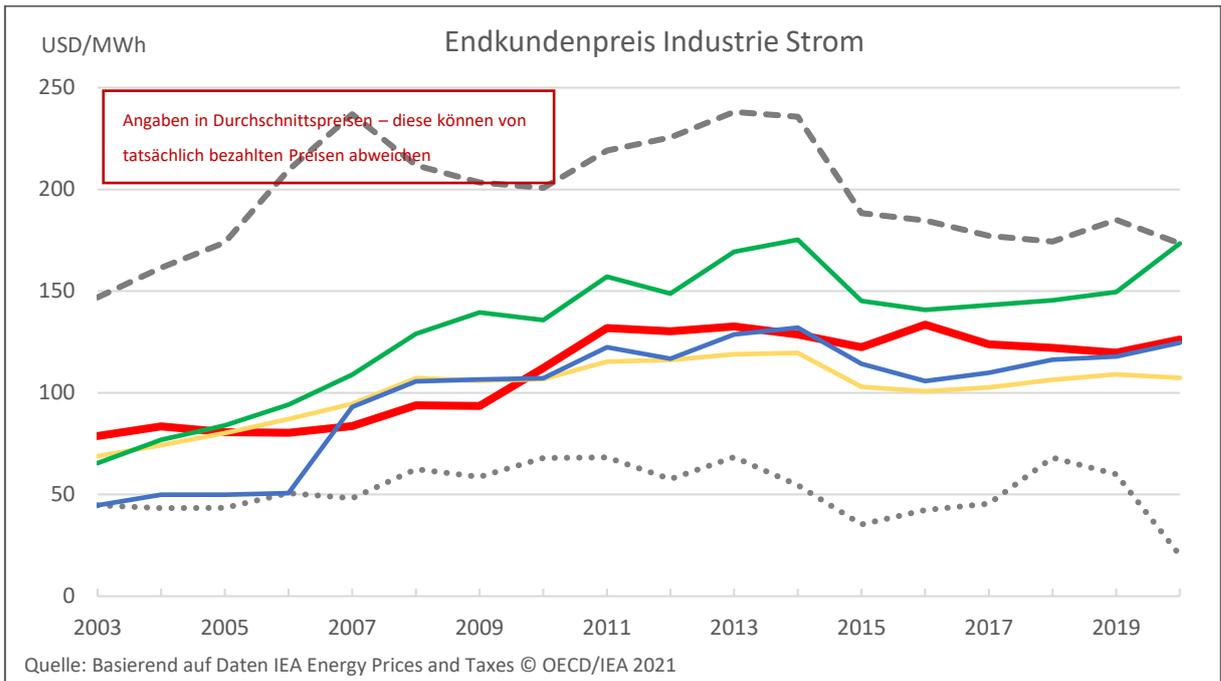


Abbildung 35: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche, sich seitwärts bewegende Tendenz auf (vgl. *Abbildung 35*). Das Preisniveau in der Schweiz ist nahe am OECD-Durchschnitt und jenem von Frankreich und es liegt

tiefer als in Deutschland, welches im Jahr 2020 neu den höchsten Preis unter den OECD-Länder aufweist. Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktöffnung stetig gestiegen. Heute haben rund zwei Drittel aller marktberechtigten Kunden in den freien Markt gewechselt, welche gut vier Fünftel der entsprechenden Energiemenge beziehen³⁷. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. Die Differenz zu anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten Land im Jahr 2020. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen³⁸ von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat Ende Oktober 2019 in der Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der deutlich mehr Kunden (rund 40'000 Verbrauchsstätten) freien Marktzugang erhalten würden. Die Wettbewerbskommission hat im Weiteren mit einem Entscheid im Juni 2020 den Gasmarkt im Raum Luzern vollständig geöffnet. Sie erwartet von ihrem Entscheid eine Signalwirkung für die ganze Schweiz (Quellen: OECD/IEA, 2021a / Bundesrat, 2019c / WEKO, 2020).

Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

Nachfolgend wird die Entwicklung der Stromtarife und ihrer Komponenten für die Verbrauchsprofile Haushalte sowie Gross- und Kleinbetriebe aufgezeigt. Bei den Angaben handelt es sich um Durchschnittswerte; die Preise variieren innerhalb der Schweiz zwischen den Netzbetreibern zum Teil erheblich. Die Gründe dafür sind unterschiedliche Abgaben, Netzkosten und Energietarife. Die Tarife der einzelnen Gemeinden und Verteilnetzbetreiber sind auf der Strompreis-Webseite der EICom (www.strompreis.elcom.admin.ch) abrufbar.

³⁷ Quelle: EICom Tätigkeitsbericht 2020, S.35.

³⁸ U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO₂-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO₂-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO₂-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenefalls) von der CO₂-Abgabe befreit.

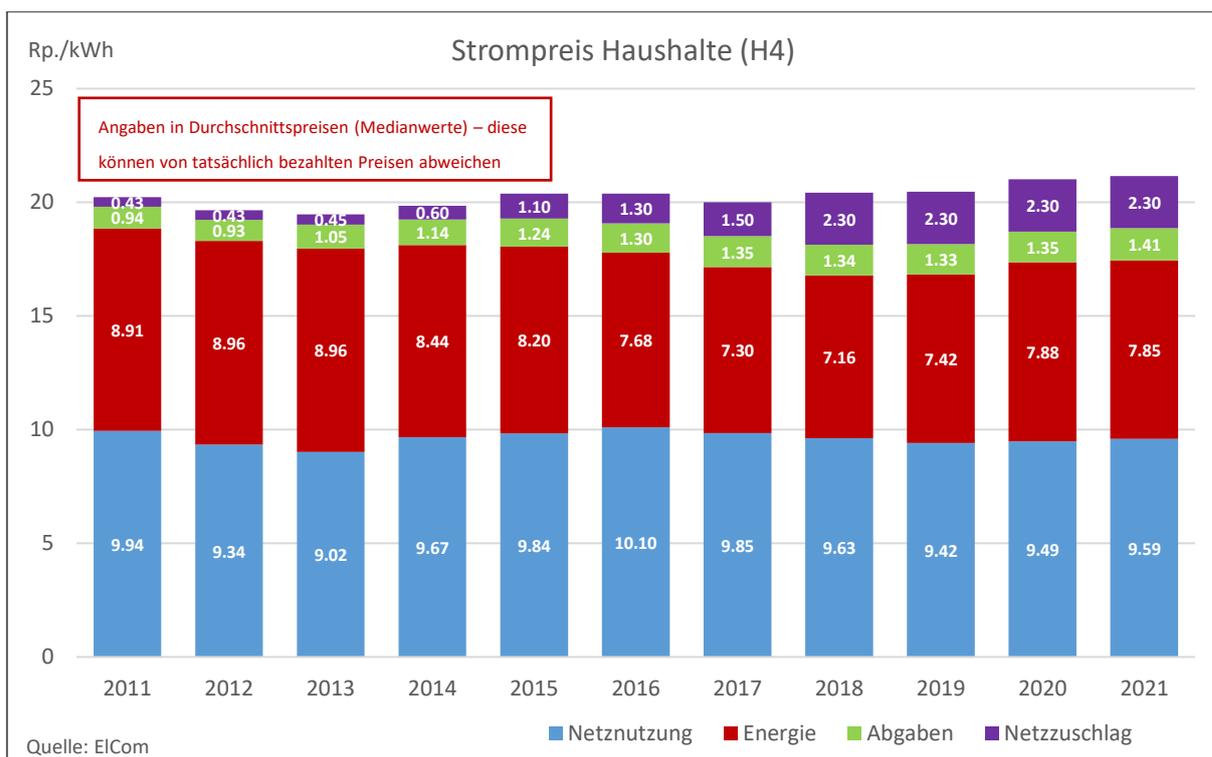


Abbildung 36: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 36 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und dessen Komponenten für das Konsumprofil H4 (ein Endverbraucher der Kategorie H4 entspricht einer 5-Zimmerwohnung ohne Elektroboiler mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh). Danach steigen 2021 die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr leicht an (+0,13 Rp./kWh)³⁹. Grund sind die höheren Netznutzungstarife, welche von 9,49 auf 9,59 Rp./kWh zunehmen, sowie die Abgaben an das Gemeinwesen, welche von 1,35 auf 1,41 Rp./kWh steigen. Die Energiepreise bleiben nahezu stabil respektive sinken leicht von 7,88 auf 7,85 Rp./kWh. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, bleibt 2021 gleich wie im Vorjahr bei 2,3 Rp./kWh. In einer längerfristigen Betrachtung seit 2011 sind die Energiepreise zurückgegangen, die Netznutzungstarife in etwa stabil geblieben und die Abgaben sowie der Netzzuschlag sind angestiegen, letzterer relativ deutlich – insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden von rund 20,2 auf 21,2 Rp./kWh zugenommen (Quelle: ECom, 2021b).

³⁹ Nach Berechnungen der ECom vom September 2021 steigen die schweizerischen Strompreise in der Grundversorgung für Haushalte auch für 2022 leicht an, vgl. Medienmitteilung vom 8.9.2021 (die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der ECom bekannt geben).

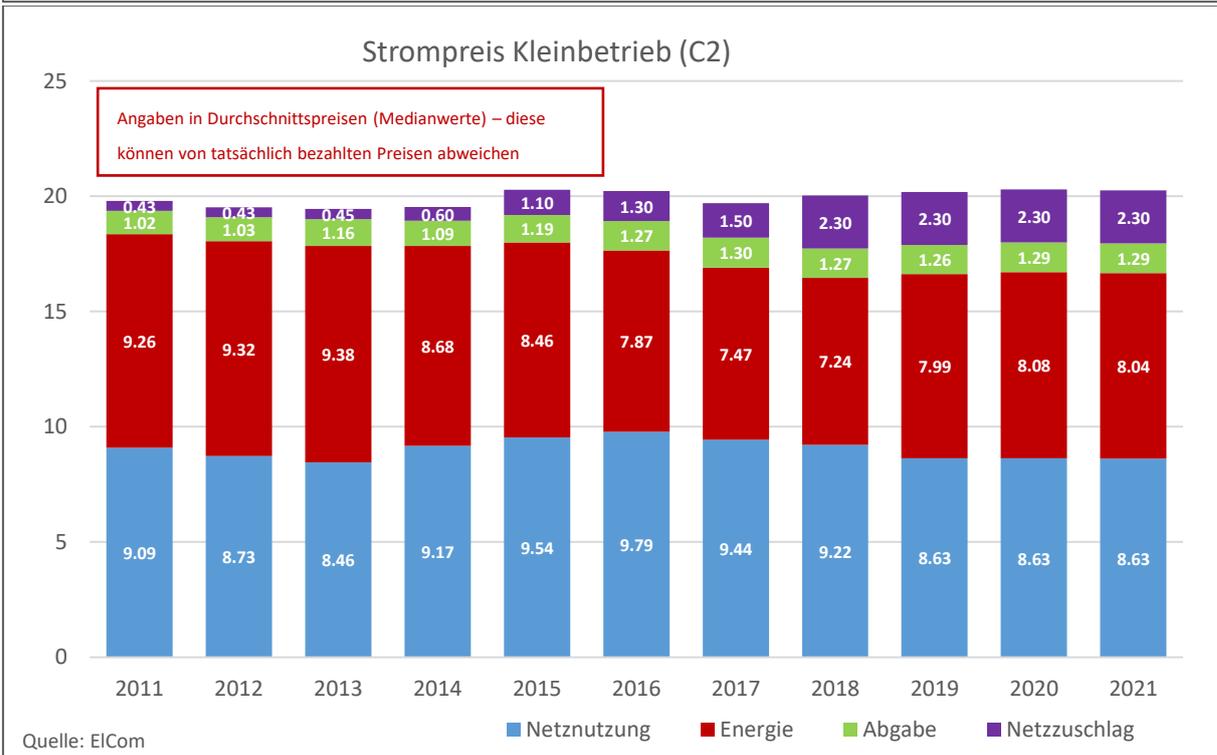
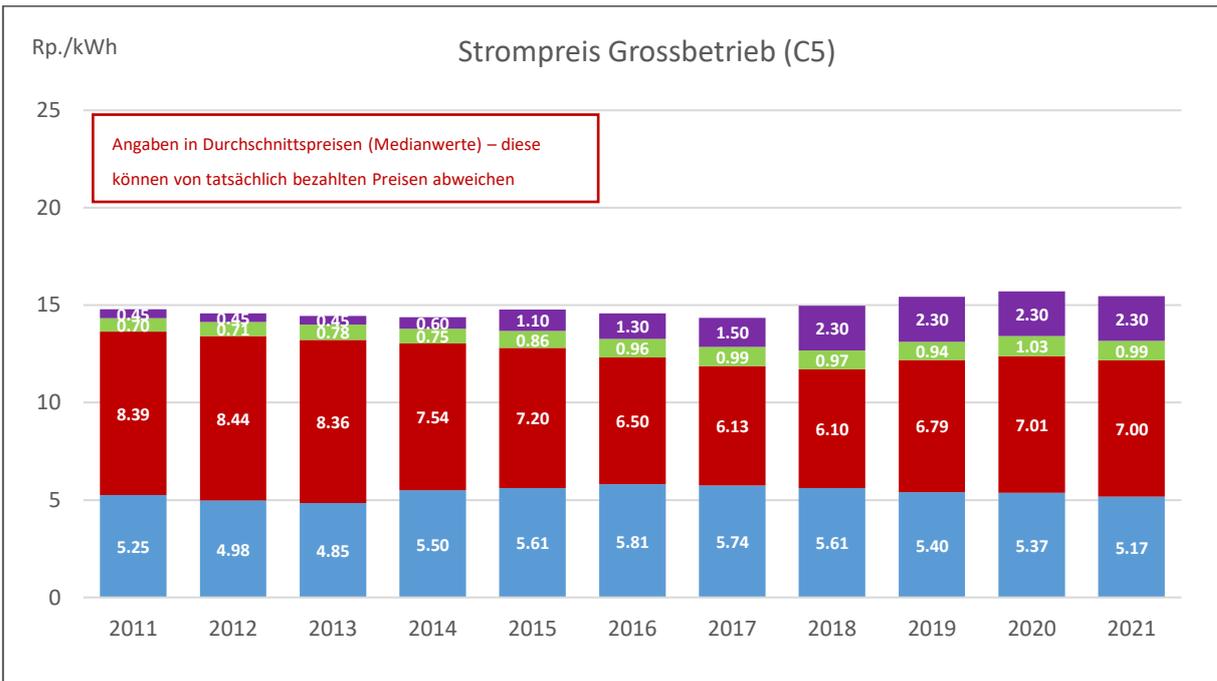


Abbildung 37: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbetunden (in Rp./kWh)

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung bei den **Industrie- und Gewerbetunden**. Beim Industrieprofil C5 (Grossbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 500'000 kWh) bleiben die Energiepreise stabil, die Netznutzungstarife sinken etwas. Bei den Kleinbetrieben C2 (Kleinbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh) bleiben die Netznutzungstarife und die Energiepreise nahezu stabil. Das gilt auch für die Abgaben und den Netzzuschlag. In der Summe ergeben sich im Jahr 2021 für beide Profile ge-

genüber dem Vorjahr leicht sinkende bzw. stabile Stromtarife. Hier gilt es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2021 waren rund 68 Prozent der Grossverbraucher am freien Markt. Sie konsumieren rund 82 Prozent der frei handelbaren Elektrizität. Zudem haben gewisse energieintensive Unternehmen zu bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, sich den bezahlten Netzzuschlag teilweise oder vollumfänglich zurück-erstatten zu lassen. 208 Unternehmen haben im Jahr 2019 für die von ihnen während dem vorangehenden Geschäftsjahr bezahlten Zuschläge eine solche Rückerstattung erhalten (Quellen: ECom, 2021a+b / BFE, 2021f).

Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte

Der Indikator zeigt die Entwicklung der Endkundenpreise für Heizöl, Benzin (Bleifrei 95) und Diesel sowie die Entwicklung der unterschiedlichen Preiskomponenten. Die Endkundenpreise setzen sich zusammen aus dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt), den Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO₂-Abgabe) sowie der Kompensation vom Verkehr verursachten Emissionen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carburas und ein Fonds-Beitrag der Avenergy Suisse (ehemals Erdölvereinigung) erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die Preisschwankungen in der Schweiz sind im Wesentlichen auf die Wechselkurschwankungen (alle Mineralölprodukte werden importiert) und auf die Schwankungen der Weltmarktpreise zurückzuführen, welche von vielen Faktoren beeinflusst werden (u.a. gesteuerte Mengen durch Kartellsituation, geopolitische Lage in den Produktionsländern, Konjunkturlage, Temperatur, Markterwartungen).

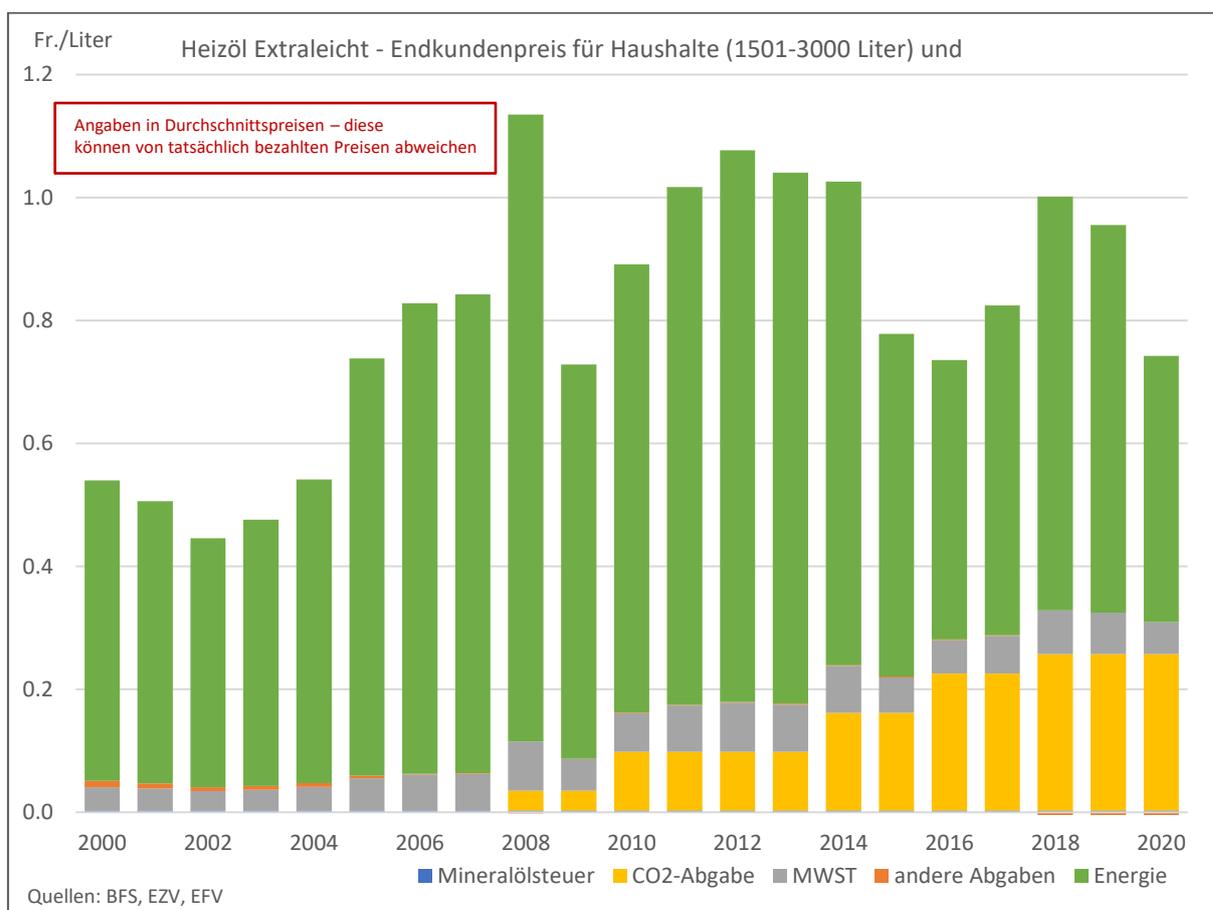


Abbildung 38: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)

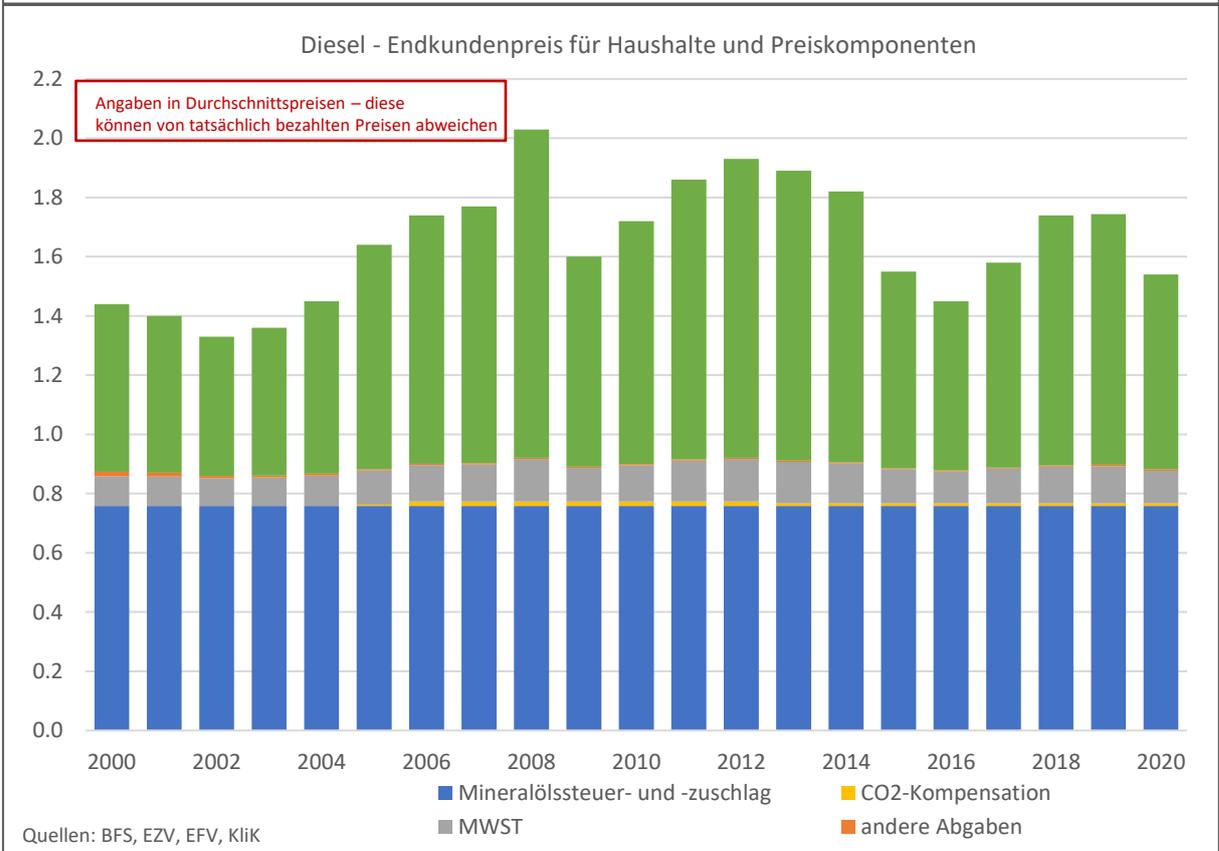
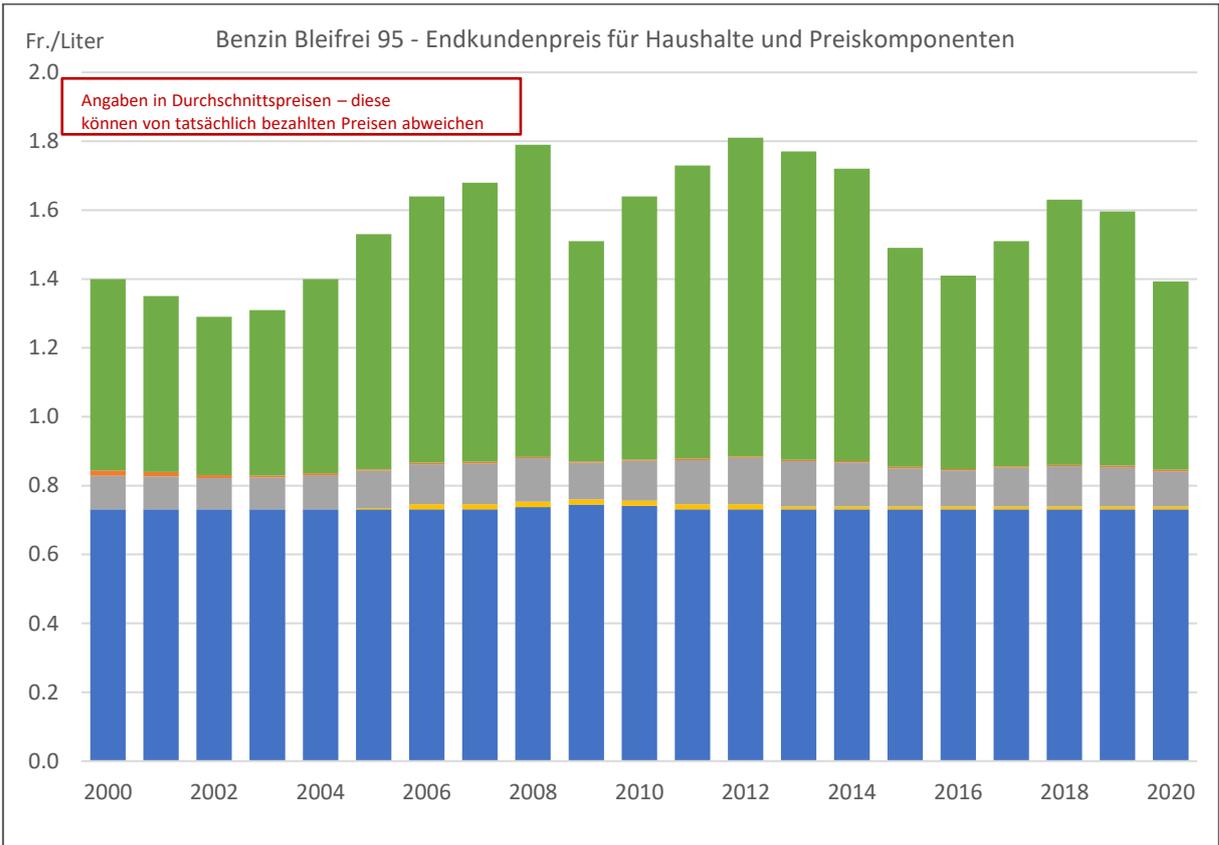


Abbildung 39: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)

Die Entwicklung der Steuern und Abgaben⁴⁰ ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 39*) ist diese Komponente sehr stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird deshalb mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO₂-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 38*) mittlerweile einen substantziellen Teil zum Endkundenpreis bei. 2008 wurde die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas eingeführt, als Massnahme zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Die CO₂-Abgabe wurde seit 2008 schrittweise erhöht, da die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Sie betrug im Jahr 2020 96 Franken pro Tonne CO₂ (25.4 Rp./l.). Auf Treibstoffen wird keine CO₂-Abgabe erhoben. Importeure sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren. Gemäss Jahresbericht 2020 der Stiftung Klimaschutz und CO₂-Kompensation (KliK) betragen die Kosten der Kompensationspflicht pro Liter abgesetzten Treibstoff im Zeitraum 2013 bis 2021 0,84 Rappen⁴¹; bisher hatte KliK diese Kosten aufgrund einer ursprünglichen, konservativen Schätzung mit 1,5 Rp./Liter ausgewiesen. Nach Angaben von KliK erwiesen sich die effektiven Kosten jedoch als deutlich tiefer: Die Zahlen wurden im vorliegenden Bericht deshalb rückwirkend für die Jahren 2013 bis 2019 auf den aktuellsten Wert von 0,84 Rp./l. angepasst. Dabei handelt es sich um einen Durchschnittswert über die gesamte Periode; über die konkrete Höhe der Abgabe in einem gegebenen Jahr erteilt KliK keine Auskunft. Für die Versorgungssicherheit hat sich die Schweiz bei der IEA verpflichtet, ausreichend Lager zu halten, um für eine gewisse Zeit den Inlandverbrauch decken zu können. Um diese Lagerhaltung zu finanzieren, wird eine Abgabe erhoben. Diese wird mit einem Fonds-Beitrag von Avenenergy Suisse zusammen erhoben, beide machten 2020 für Benzin 0.415 Rp./l., für Diesel 0.535 Rp./l und für Heizöl -1.45 Rp./l.⁴² aus (Quellen: BFS, 2021c / EZV/OZD, 2021 / EFV, 2021 / KliK, 2021).

⁴⁰ Als Steuern und Abgaben betrachtet werden die Mehrwertsteuer, die Mineralölsteuer, der Mineralölsteuerzuschlag sowie staatlich verordnete und privat umgesetzte Pflichten zur Lagerhaltung sowie zur Kompensation der vom Verkehr verursachten CO₂-Emissionen.

⁴¹ Vor 2013 gab es den sog. Klimarappen, bei dem auf privatwirtschaftlicher Basis ein Zuschlag von 1,5 Rp. pro Liter Treibstoff erhoben wurde. Mit dem Inkrafttreten des totalrevidierten CO₂-Gesetzes wurde 2013 der freiwillige Klimarappen durch eine gesetzlich verankerte Kompensationspflicht für die Treibstoffimporteure abgelöst.

⁴² Im April 2018 startete die Rückerstattung von Heizöl-Garantiefondsgeldern. Pro 100 Liter Heizöl werden dem Konsumenten 1.50 Franken zurückerstattet. Mit einer gemeinsamen Informationskampagne der Erdöl-Vereinigung (EV), Swissoil und Carburra wurden die Importeure, Händler und Heizöl-Konsumenten über diese Rückerstattung orientiert. Die vorliegende Lösung soll gewährleisten, dass die Rückerstattung bis auf die Stufe der Verbraucher wirkt. 2018 wurden per Saldo 27,6 Mio. Fr. zurückerstattet (vgl. Jahresbericht Carburra 2018).

Themenfeld CO₂-Emissionen

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik bis 2030 und die am 28. August 2019 vom Bundesrat beschlossene längerfristige Zielsetzung von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050, die in der dazugehörigen langfristigen Klimastrategie konkretisiert wurde (Bundesrat, 2019b+2021a). Das anteilsmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert; die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2019 ab.

Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf

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

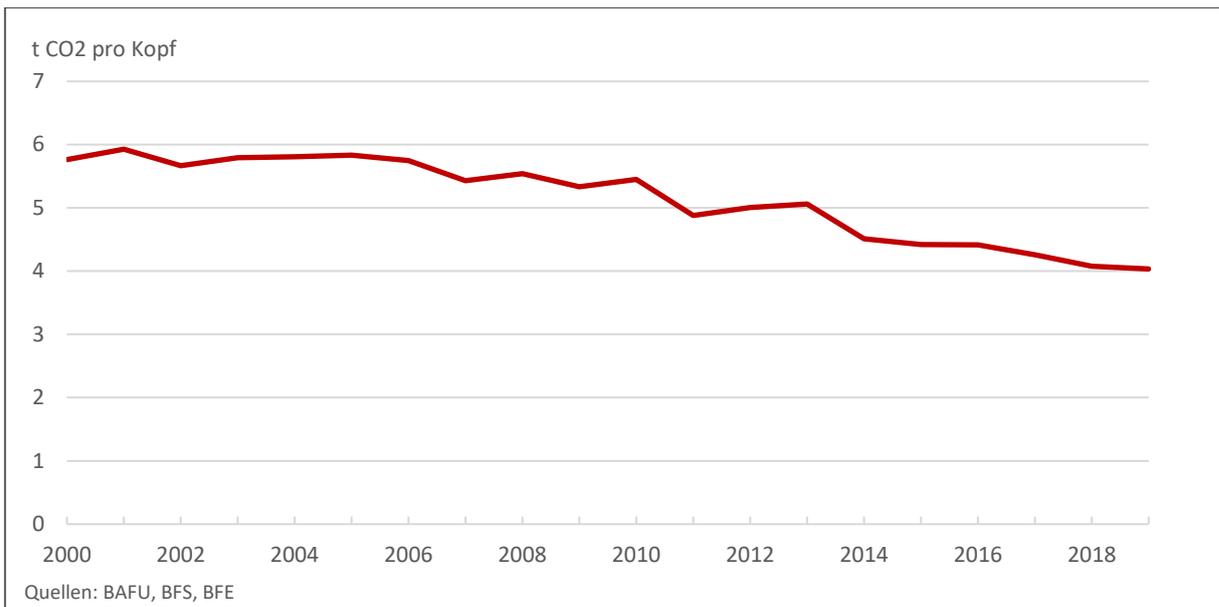


Abbildung 40: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)⁴³

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie *Abbildung 40* zeigt. Während die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind (*vgl. nachfolgende Abbildung 41*), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2019 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,0 Tonnen und damit 30 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)⁴⁴. Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO₂-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2021 / BFS, 2021a / BFE, 2021a).

Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

Die energiebedingten CO₂-Emissionen entstehen bei der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe. Die nachfolgende Abbildung zeigt diese energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt sowie aufgeschlüsselt nach Verbrauchersektoren.

⁴³ Abgrenzung gemäss CO₂-Gesetz (ohne internat. Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

⁴⁴ Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2019 rund 5,4 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,4 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um knapp 23 Prozent. Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

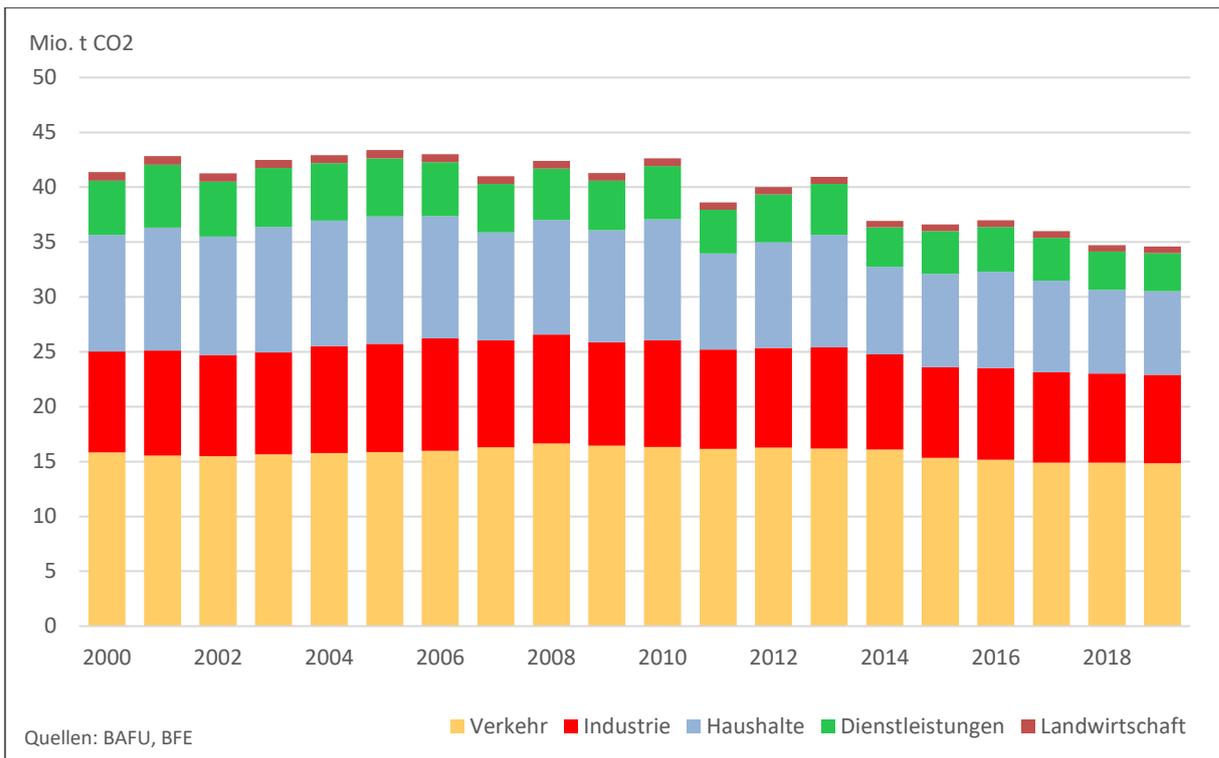


Abbildung 41: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne internat. Flugverkehr)

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (s. *Abbildung 41*) betragen 2019 34,6 Mio. Tonnen CO₂ und lagen damit 17 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den *Verkehr* (Anteil 2019: 43%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden⁴⁵. Zwischen 2000 und 2019 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 1 Mio. Tonnen gesunken. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt der internationale Flugverkehr. Dessen Emissionen sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO₂⁴⁶. In der *Industrie* (Anteil 2019: 23%) entstehen die energiebedingten CO₂-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den *Haushalten* (Anteil 2019: 22%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO₂-ärmerer Technologien hin. Weil nach wie vor viele fossile Heizsysteme in

⁴⁵ Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

⁴⁶ Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen knapp 14%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnet, läge der Anteil bei 28%.

Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der Witterung abhängig. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer. Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2019: 10%). Auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf. In der *Landwirtschaft* schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2019: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO₂-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten 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, 2021+2020 / BFE, 2021a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen

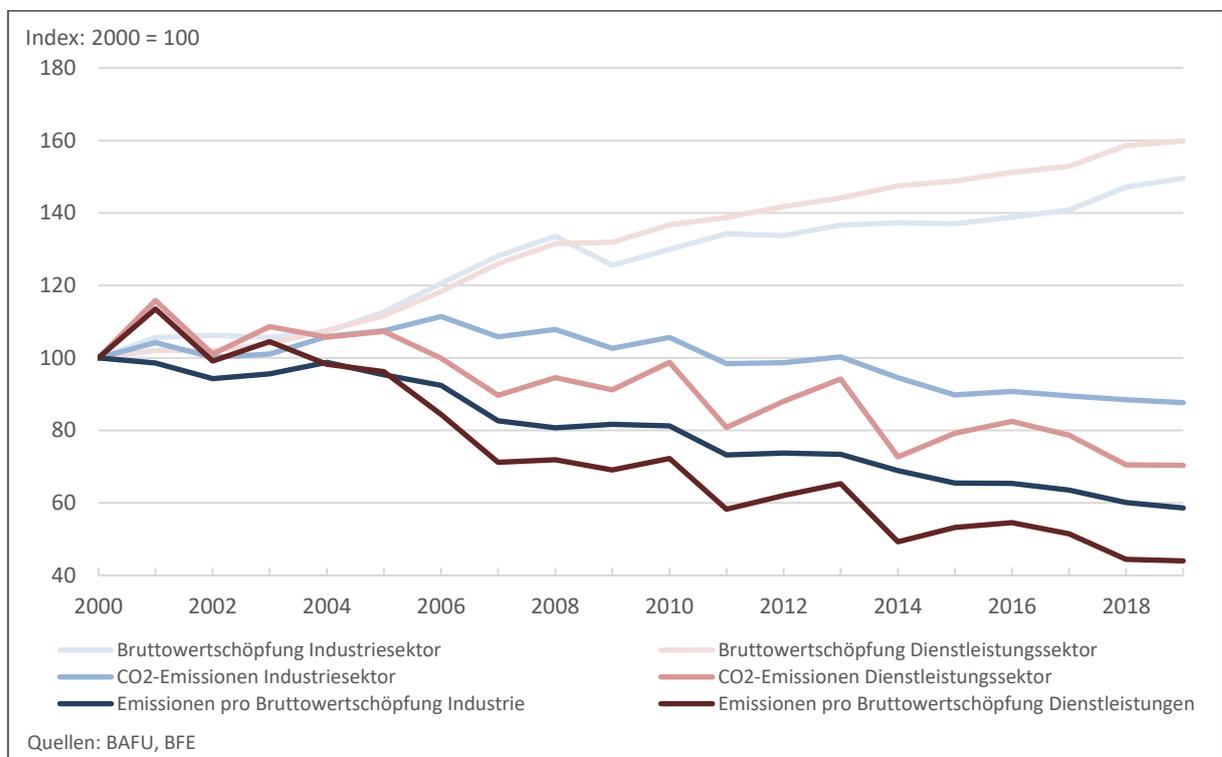


Abbildung 42: Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

Abbildung 42 zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Sie verdeutlicht die zunehmende Entkoppelung von Wertschöpfung und CO₂-Emissionen, sowohl in der Industrie als auch im Dienstleistungssektor. Während die Bruttowertschöpfung in beiden Sektoren seit 2000 deutlich angestiegen ist, sind die Emissionen in beiden Sektoren zurückgegangen. Die Wertschöpfung ist heute im Vergleich zu 2000 also spürbar weniger CO₂-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen (inkl. Zielvereinbarungen für abgabebefreite Unternehmen) geleistet haben, die 2008 eingeführt und seither schrittweise erhöht wurde. Dies hat eine Evaluation der

bisherigen Wirkung der Abgabe bestätigt. Die jährlichen Schwankungen sind wie erwähnt in erster Linie durch die Witterung und die Konjunktur bedingt (Quellen: BAFU, 2021 / BFS, 2021b / Ecoplan 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen

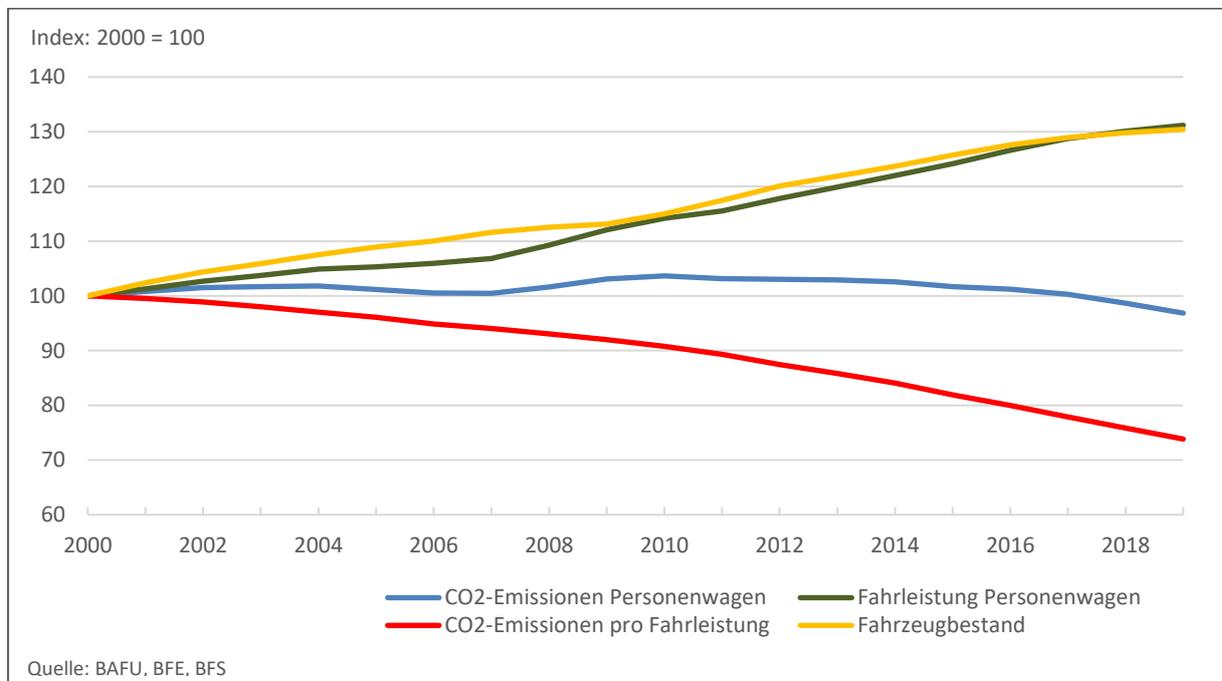


Abbildung 43: Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen von Personenwagen in Relation zum Fahrzeugbestand und der Fahrleistung (Fahrleistung als gesamthaft von allen PW zurückgelegten Wegstrecken, gemessen in Mio. Fahrzeugkilometern). Die Grafik zeigt, dass sich die CO₂-Emissionen der Personenwagen mittlerweile leicht unter dem Niveau des Jahres 2000 befinden. Gleichzeitig sind sowohl der Fahrzeugbestand wie auch die Fahrleistung weiter angestiegen. Die Emissionen pro Fahrleistung (d.h. die Emissionen pro Fahrzeugkilometer) haben seit 2000 abgenommen, was auf verbesserte Effizienz (weniger CO₂-Emissionen pro gefahrenem Kilometer) zurückzuführen ist. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen⁴⁷, der technologische Fortschritt und die Verbreitung der Elektromobilität (die keine direkten Emissionen verursacht) sollten dazu beitragen, dass sich dieser abnehmende Trend fortsetzt. Insgesamt betragen die Emissionen der Personenwagen im Jahr 2019 rund 10,6 Mio. Tonnen CO₂ und damit nur etwa 300'000 Tonnen weniger im Jahr

⁴⁷ Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO₂-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde der Zielwert per 2020 auf 95 Gramm CO₂ pro Kilometer verschärft. Zusätzlich wurde neu ein Zielwert von 147 Gramm CO₂ pro Kilometer für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper eingeführt, der ebenfalls ab 2020 gilt. Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neuwagen lagen 2020 mit rund 123,6 Gramm CO₂ pro Kilometer um über 10 Prozent tiefer als im Vorjahr, der Zielwert von 95 Gramm pro Kilometer wurde trotz der Abnahme jedoch deutlich verpasst. Die CO₂-Emissionen der neu zugelassenen Lieferwagen und leichten Sattelschlepperlagen bei 176,4 Gramm CO₂/km. Auch sie verpassten ihren Zielwert von 147 Gramm CO₂/km deutlich.

2000. Die Zunahmen von Fahrzeugbestand und Fahrleistungen haben somit die erzielten Effizienzfortschritte fast vollständig kompensiert. Der Anteil der Emissionen des Personenverkehrs an den gesamten Verkehrsemissionen (ohne internationalem Flugverkehr) liegt aktuell bei rund 71 Prozent (Quelle: BAFU, 2021).

Weitere Umweltauswirkungen

Die Umweltdimension der Energieversorgung ist in Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes verankert, wonach eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung anzustreben ist. Die Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und die energiebedingten CO₂-Emissionen im Speziellen sind zentrale Indikatoren zur Beurteilung der Umweltauswirkungen der Energieversorgung und der Energiestrategie 2050. Darüber hinaus haben die Energieversorgung und die Massnahmen der Energiestrategie 2050 weitere umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Diese weiteren Umweltaspekte sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es mit dem neuen Energiegesetz zu einer Akzentverschiebung zu Gunsten der erneuerbaren Energien und damit des Ausbaus entsprechender Anlagen kommen soll, ohne dass namentlich das Umweltschutz- und Gewässerschutzgesetz gelockert werden. In den genannten Umweltbereichen fehlen indes oft aussagekräftige quantitative Indikatoren, die eine regelmässige Verfolgung der entsprechenden Auswirkungen ermöglichen würden. Wenn Indikatoren vorhanden sind, lassen sich in den wenigsten Fällen direkte Bezüge zur Energiestrategie 2050 herstellen. Die Auswirkungen in den genannten Bereichen müssen daher gezielt und für ausgewählte Einzelfälle oder Projekte betrachtet werden. Dazu sind vertiefte Analysen nötig, die im Rahmen des jährlichen Monitorings nicht geleistet werden können.

Themenfeld Forschung und Technologie

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

Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

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

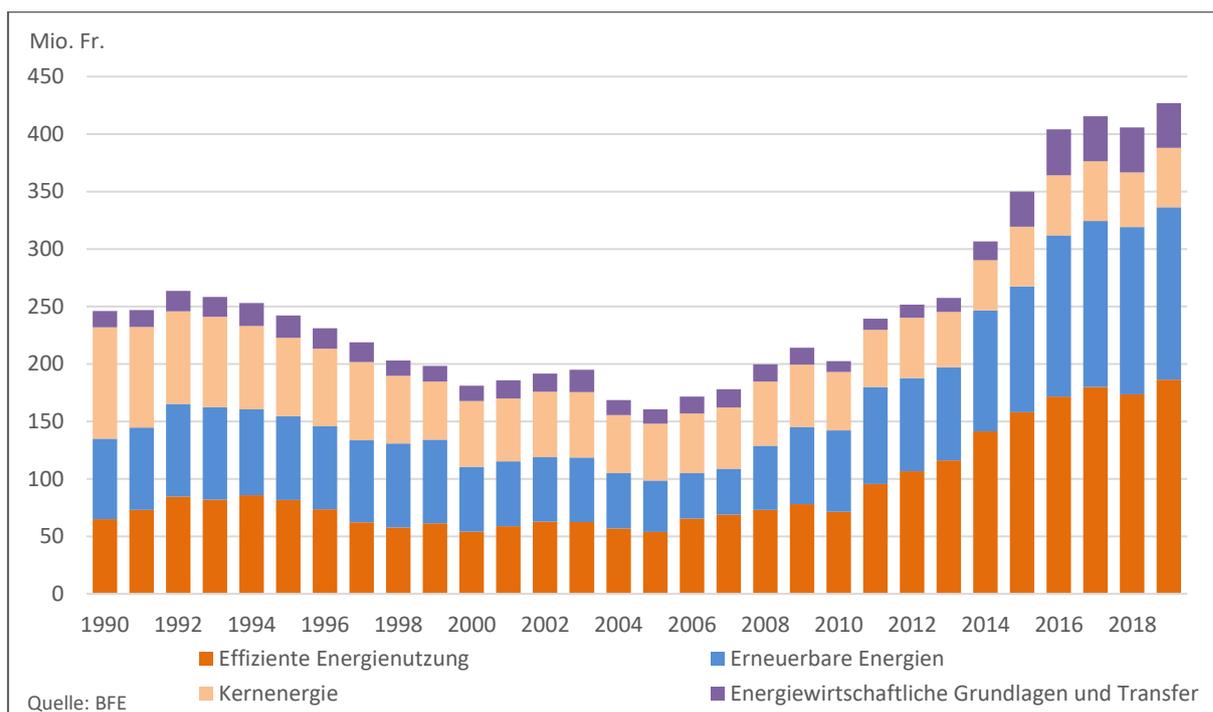


Abbildung 44: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)⁴⁸

⁴⁸ Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

Seit 2005 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 44* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2019 betragen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 427 Mio. Franken (2018: knapp 406 Mio. Franken). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fließt der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2019: 43,6%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2019: 35,1%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie (Kernspaltung/Fission und Kernfusion)* sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2019 12,1 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 9,1 Prozent (Quelle: BFE, 2021d).

Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Das BFE hat im April und September 2021 die *zweite respektive dritte Ausschreibung* innerhalb des **Energieforschungsprogramms SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)** gestartet. Das Leitthema der zweiten Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 20 Mio. Fr. lautet «Leben und Arbeiten». Im Zentrum stehen Effizienzmassnahmen im alltäglichen Leben. Dabei werden insbesondere die Sektoren Gebäude und Mobilität betrachtet. Neben technischen Massnahmen sollen insbesondere auch sozioökonomische Aspekte wie Verhaltensänderungen, Technologieakzeptanz und Adaption, neue Businessmodelle, Incentives oder Investitionsmöglichkeiten untersucht werden. Die definitiven Zuschläge werden voraussichtlich im Januar 2022 bekanntgegeben, die Forschungsarbeiten starten im Frühjahr 2022. Das Leitthema der dritten Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 10 Mio. Franken lautet «Kritische Infrastrukturen, Klimawandel und Resilienz des Schweizer Energiesystems». Dieser Call ist eine Zusammenarbeit mit dem National Centre for Climate Services (NCCS). Im Zentrum stehen die kritischen Infrastrukturen wie Kraftwerke, Stauanlagen oder das Stromnetz. Es geht um Forschungsfrage, wie der Umbau des Energiesystems die kritischen Infrastrukturen beeinflusst, wie verwundbar das Energiesystem gegenüber technischen, natürlichen und gesellschaftlichen Gefahren ist und wie die Risiken für das Energiesystem und die Bevölkerung reduziert und die Resilienz des Energiesystems erhöht werden können. Die Bewerbungsfrist läuft bis zum 3. Dezember 2021. Der definitive Zuschlag wird voraussichtlich im Juli 2022 bekanntgegeben und die Forschungsarbeiten starten sollen im Oktober 2022 starten. Ein international besetztes Expertenpanel hatte Anfang 2021 vier Konsortien den Zuschlag zur *ersten Ausschreibung* unter dem Leitthema «Integration erneuerbarer Energien in ein nachhaltiges und resilientes Schweizer Energiesystem» erteilt. Die «Host Institutions» dieser Forschungskonsortien sind die ETHZ, die EPFL, die Universität Genf und das PSI. Sie werden in den kommenden sechs bis acht Jahren in trans- und interdisziplinären Projekten an ihren Forschungsaufgaben arbeiten. Die maximale Finanzierung liegt insgesamt bei 14 Mio. Franken. SWEET führt rollend Ausschreibungen für Konsortialprojekte durch. Die letzten Projekte werden 2032 abgeschlossen sein. Gefördert werden ausschliesslich Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 umfassend bearbeiten. Schwerpunkt von SWEET ist die anwendungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Programmleitung von SWEET liegt beim BFE. Mit dem langfristig ausgelegten und themenorientierten Forschungsprogramm können die in den Swiss Competence Centers für Energy Research (SCCER) aufgebauten Kompetenzen und Kapazitäten an den Hochschulen für die zentralen Forschungsthemen der Energie- und Klimastrategie der Schweiz weiterhin genutzt werden (Quelle: UVEK, 2021 / Bundesrat, 2020c).

Mit der so genannten **«Flagship Initiative»** der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse) wurde 2021 ein weiteres Förderprogramm für grössere Konsortien lanciert. In der Flagship Initiative werden Themen ausgeschrieben, die für einen Grossteil der Wirtschaft und/oder Gesellschaft relevant sind. Die erste Ausschreibung 2021 hat mit dem Thema «Dekarbonisierung» einen klaren Bezug zur Energieforschung (Quelle: Innosuisse, 2021a).

Nach einer Laufzeit von acht Jahren wurden Ende 2020 der Aufbau und die Steuerung der acht interuniversitären **Energiekompetenzzentren SCCER** abgeschlossen. Die Beteiligten führen ihre Aktivitäten derweil weiter. Die Kompetenzzentren haben seit 2013 zahlreiche Lösungen für die technischen, gesellschaftlichen und politischen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 entwickelt. Mit der Verknüpfung von Wissenschaft und Praxis leisteten sie einen wichtigen Beitrag zum Transfer von Wissen und Technologie. Dabei beschäftigten sich die SCCER mit dem gesamten Spektrum der Innovationskette im Energiebereich: von der Grundlagenforschung über die anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung bis hin zu rechtlichen, regulatorischen und Verhaltensfragen. Durchschnittlich waren jährlich über 1300 Forschende bei den SCCER tätig. Diese starteten während des gesamten Förderprogramms über 1500 Projekte. Partner aus der Wirtschaft und Gesellschaft beteiligten sich an 973 Projekten. Zudem wurden über 2000 Master- und PhD-Arbeiten abgeschlossen und 44 Spin-offs gegründet. Innosuisse unterstützte die SCCER und die gemeinsamen übergreifenden Aktivitäten in den acht Jahren mit insgesamt 193,8 Mio. Franken. Den Aufbau der SCCER hatte der Bundesrat 2012 mit dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» angestossen. Die SCCER bearbeiteten die sieben Aktionsfelder *«Energieeffizienz» (je ein SCCER in den Bereichen Gebäude und Industrie), «Netze», «Speicherung», «Strombereitstellung (Geothermie und Wasserkraft)», «Ökonomie, Umwelt, Recht, Verhalten», «Mobilität» und «Biomasse»* (Quelle: Innosuisse, 2021b).

Der Bundesrat wurde Ende Oktober 2020 über den erfolgreichen Abschluss der **Nationalen Forschungsprogramme «Energiewende» (NFP 70) und «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71)** orientiert. Die 2012 lancierten Programme hatten zum Ziel, mit Blick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 wissenschaftliche Erkenntnisse und innovative Lösungsansätze zur Transformation des schweizerischen Energiesystems zu liefern. Insgesamt wurden während fünf Jahren 103 Forschungsprojekte realisiert. Das Budget betrug 37 Millionen Franken für NFP 70 und acht Millionen Franken für NFP 71. Während das NFP 70 sich stärker mit naturwissenschaftlich-technologischen Aspekten der Transformation befasste, fokussierte das NFP 71 auf die Untersuchung gesellschaftlicher, wirtschaftlicher und politischer Aspekte. Dank der gezielten Koordination der beiden Programme wurden die multidisziplinäre Zusammenarbeit und der Einbezug von Praxispartnern gefördert – letzteres führte zu rund 400 Partnerschaften mit Akteuren aus Wirtschaft, Verwaltung und Nichtregierungsorganisationen. Die Forschungsergebnisse der beiden NFP wurden in einem Schlussbericht «Energie» veröffentlicht. In der Summe zeigen die Ergebnisse, dass der Ausstieg aus Kernenergie und fossilen Energieträgern in der Schweiz bis 2050 technisch möglich sowie wirtschaftlich und sozial verträglich gestaltbar ist. Neben einer grossen Anzahl an wissenschaftlichen Publikationen wurden auch innovative technische Produkte, Verfahren sowie regulatorische Empfehlungen erarbeitet. Ein Beispiel ist die Entwicklung von beliebig bedruckbaren Photovoltaik-Modulen. Die gemäss Industrie-Standards zertifizierten Panels werden heute unter dem Namen «Swisspanel Solar» vertrieben. Auch hat das NFP «Energie» zur Gründung von Start-up-Unternehmen beigetragen (Quellen: Bundesrat, 2020a / Balthasar, A., Schalcher, H.R., 2020).

Das **BFE fördert die anwendungsorientierte Energieforschung**. Diese richtet sich nach dem Energieforschungskonzept des Bundes, welches von der Eidgenössischen Energieforschungskommission (CORE) alle vier Jahre überarbeitet wird und sowohl die wissenschaftliche Forschung als auch Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte umfasst. Das aktuelle Konzept für die Periode 2021-2024 setzt neu einen noch stärkeren Fokus auf die Energieforschung in den Human- und Geisteswissenschaften. Die Förderung betrug 2019 insgesamt für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle

Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen 37 Mio. Franken. Eine Übersicht über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» (Quelle: BFE, 2021e)⁴⁹.

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird weiterhin etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2019 wurden 51,84 Mio. Fr. Forschungsprojektmittel deklariert. Dies unter anderem, um sicherzustellen, dass die Schweiz auch künftig über die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen verfügt, um die bestehenden Kernenergieanlagen sicher zu betreiben sowie die technologischen Entwicklungen auf dem Gebiet der Kernenergie mitverfolgen und sicher beurteilen zu können. Die regulatorischen Aspekte werden dabei durch das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), die Fissionsforschung durch das Paul Scherrer Institut (PSI) und die Fusionsforschung durch die ETH Lausanne (EPFL) abgedeckt⁵⁰.

International spielt die Zusammenarbeit mit der Internationalen Energieagentur (IEA) eine besondere Rolle. Die Schweiz beteiligt sich über das BFE an 22 von 39 Forschungsprogrammen der IEA (Technology Collaboration Programmes TCP, früher Implementing Agreements). Auf europäischer Ebene wirkt die Schweiz über das Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) im Rahmen der Möglichkeiten in den Rahmenprogrammen für Forschung und Innovation (RPFI) der EU mit. Das BFE wirkt an der Gestaltung und Weiterentwicklung der Energieforschung auf europäischer Ebene mit, namentlich im Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan, nicht Teil der RPFI), und in kofinanzierten Partnerschaften der europäischen Rahmenprogramme. Die Schweiz wird beim neunten EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation «Horizon Europe» und damit verbundenen Programmen und Initiativen bis auf Weiteres als nicht-assoziierter Drittstaat behandelt, was nun für die Ausschreibungen von 2021 gilt. Auch in diesem Modus können sich Forschende und Innovatoren in der Schweiz an den Ausschreibungen beteiligen und direkt vom Bund finanziert werden, allerdings in beschränktem Ausmass. Namentlich bei künftigen Ausschreibungen für Einzelprojekte des European Research Council, der Marie Skłodowska Curie Aktionen und des European Innovation Council ist eine Teilnahme jedoch prinzipiell nicht mehr möglich. In den thematischen Ausschreibungen des Cluster 5 (Climate, Energy and Mobility) sind jedoch, abgesehen von den Coordination and Support Actions, alle Ausschreibungen für Institutionen in der Schweiz offen. Eine vollständige Assoziierung der Schweiz an «Horizon Europe» bleibt das erklärte Ziel des Bundesrates. Aktuelle Entwicklungen und Übergangslösungen können auf der Webseite des SBFI (www.sbfi.admin.ch) entnommen werden (Quelle: BFE, 2021e / SBFI, 2021).

⁴⁹ Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter www.energieforschung.ch und www.aramis.admin.ch.

⁵⁰ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/ www.psi.ch/nes/ <https://spc.epfl.ch>

Themenfeld Internationales Umfeld

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

Entwicklung der globalen Energiemärkte

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

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

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

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

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

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

Nach einem pandemiebedingten Einbruch der Preise im Sommer 2020 stieg der Preis auf dem US-Markt (Henry Hub) im dritten Quartal 2021 im Jahresvergleich auf über 5 USD je Million British Thermal Unit (mmbtu), was jedoch immer noch klar unter den Preisen auf dem europäischen und asiatischen Markt liegt. In Europa (TTF Spot) unterstützten die global hohe Nachfrage zusammen mit niedrigeren LNG-Zuflüssen und der durch Russland kaum bedienten Pipeline durch die Ukraine einen starken Anstieg der TTF-Preise, die sich im Oktober 2021 zeitweise auf über 100 Euro pro MWh erhöhten, einem historischen Höchststand, mit den Futures für nächsten April jedoch wieder unter 50 Euro pro MWh (Quellen: OECD/IEA, 2021c / EU, 2021 / Argus Gas Connections⁵¹).

Kohle: Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die globale jährliche Kohlenachfrage zwischen 2018 von 7766 Mio. bis 2025 auf 7409 Mio. Tonnen zurückgehen wird. Während in Europa und den USA ein Rückgang erwartet wird, steigt die Nachfrage in Indien und anderen asiatischen Ländern weiter an. In China, dem wichtigsten Player im globalen Kohlemarkt, wird die Nachfrage im 2021 gegenüber 2018 noch etwas zunehmen und sich dann bis 2025 stabilisieren, insbesondere bedingt durch die Massnahmen der Regierung zur Verbesserung der Luftqualität und den Strukturwandel in der Schwerindustrie. Die globale Kohleproduktion sinkt gemäss IEA zwischen 2018 von 7833 Mio. auf 7409 Mio. Tonnen im Jahr 2025. Die Kohleproduktion in China steigt im selben Zeitraum von 3549 Mio. auf 3633 Mio. Tonnen.

Der weltweite Kohleverbrauch ging im Jahr 2020 um 3,1 Prozent auf 7400 Mio. Tonnen zurück, der stärkste Rückgang seit dem Zweiten Weltkrieg. Der Rückgang konzentrierte sich indes hauptsächlich auf die ersten Monate des Jahres. Bis Ende 2020 war die Nachfrage über das Niveau vor der Covid-19-Pandemie gestiegen, angetrieben von Asien, wo sich die Wirtschaft schnell erholte und der Dezember besonders kalt war. Die Kohleproduktion erreichte 7555 Mio. Tonnen, das sind 4,8 Prozent weniger als im Vorjahr.

Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise im Jahr 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 Dollar pro Tonne fiel. Bis November 2020 verharrte der Preis auf rund 50 Dollar pro Tonne, im Winter 2020/21 stieg er wie für andere Rohstoffe kontinuierlich an und erreichte im September 2021 das historische Niveau von fast 200 Dollar pro Tonne und ist seither wieder leicht gesunken. (Quellen: OECD/IEA, 2020 / Argus Gas Connections).

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Im Juni 2020 stieg der Preis für CO₂-Emissionsrechte auf 23,5 Euro pro Tonne CO₂ und befand sich wieder auf dem Niveau vor der Covid-19-Pandemie. Mit der Ankündigung der EU Kommission des „Fit for 55“ Klimapakets (s. *weiter unten*) und relativ hohen Gas- und Kohlepreisen hat der CO₂-Preis im September 2021 das Niveau von 60 Euro pro Tonne erreicht und verharrt seitdem auf diesem historisch hohen Niveau. Auch der Preis für Futures für die Jahre 2022 bis 2024 liegt auf dem Niveau von 60 Euro pro Tonne (Quellen: EU, 2021 / EEX⁵²).

Strom: Nach einem Rückgang um rund ein Prozent im Jahr 2020 auf 26'800 TWh soll die weltweite Stromnachfrage 2021 nach IEA-Angaben um knapp 5 Prozent auf rund 28'100 TWh und 2022 um 4 Prozent auf rund 29'200 TWh steigen. Der Grossteil dieses Zuwachses wird im asiatisch-pazifischen Raum stattfinden. Mehr als die Hälfte des weltweiten Wachstums im Jahr 2022 wird in China erwartet,

⁵¹ www.argusmedia.com

⁵² www.eex.com

dem grössten Stromverbraucher der Welt. Indien, der drittgrösste Verbraucher, wird 9 Prozent des weltweiten Wachstums ausmachen.

Der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion stieg im Jahr 2020 auf 29 Prozent (2019 noch 27 Prozent). Nach einem Zuwachs von 7 Prozent im Jahr 2020 soll gemäss IEA die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2021 um 8 Prozent auf rund 8'300 TWh und 2022 um mehr als 6 Prozent zunehmen. Trotz dieser rasanten Steigerungen dürften die erneuerbaren Energien nur etwa die Hälfte des prognostizierten Wachstums abdecken. Die Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen soll 2021 45 Prozent und 2022 40 Prozent des zusätzlichen Bedarfs decken. Die Stromerzeugung aus Kohle wird nach einem Rückgang um 4,6 Prozent im Jahr 2020 um fast 5 Prozent im Jahr 2021 zunehmen und damit das Niveau vor der Pandemie übertreffen. Sie wird 2022 um weitere 3 Prozent wachsen und könnte ein Allzeithoch erreichen. Nach einem Rückgang um 2 Prozent im Jahr 2020 wird die erdgasbasierte Erzeugung 2021 voraussichtlich um 1 Prozent und 2022 um fast 2 Prozent zunehmen. Das Gaswachstum bleibt hinter Kohle zurück, da es in der schnell wachsenden Region Asien-Pazifik eine geringere Rolle spielt.

In den USA verlor die Stromproduktion aus Erdgas im ersten Halbjahr 2021 rund 9 Prozent (auf rund 60 TWh) während die Stromproduktion aus Kohle um 35 Prozent auf 110 TWh zunahm, dies vor allem wegen den im Vergleich zu Erdgas stabil tiefen Preisen für Kohle. Den wichtigsten Anteil hatte im 2020 Erdgas mit 40 Prozent, gefolgt von Kohle mit 19 Prozent, Kernenergie mit 20 Prozent und den erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 20 Prozent⁵³.

In der EU ist die Stromnachfrage praktisch wieder auf dem Niveau vor der Pandemie. Wegen des kalten Winters ist die Stromnachfrage im ersten Quartal 2021 gegenüber dem Vorjahresquartal um 2 Prozent gestiegen. Der Anteil erneuerbarer Energien im EU-Strommix erreichte trotz weniger starken Winden im ersten Quartal 2021 38 Prozent (rund 90 TWh pro Monat), was leicht weniger als im Vorjahresquartal (40 Prozent) ist, aber immer noch einen höheren Anteil als fossile Energien (35 Prozent) bedeutet.

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

Entwicklungen in der EU

«European Green Deal» und Klimapakete «Fit for 55»

Die Europäische Kommission legte am 14. Juli 2021 ein umfassendes Legislativpaket unter dem Titel «Fit for 55» vor. Das Paket trägt dazu bei, den «European Green Deal» umzusetzen. Weiter soll es ermöglichen, das im europäischen Klimagesetz festgeschriebene Ziel zu erfüllen, wonach die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen sowie die

⁵³ www.eia.gov

EU auf den Pfad Richtung Klimaneutralität 2050 bringen. Das Paket umfasst 13 miteinander verbundene Legislativvorschläge, dies unter anderem in folgenden Bereichen (Quelle: COM(2021) 550 final):

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

Ebene vor⁵⁴ (s. auch weiter unten). Die Richtlinie dient als Richtschnur für die Festlegung der indikativen nationalen Beiträge an das unionsweite Effizienzziel. Die jährliche Verpflichtung zu Einsparungen beim Endenergieverbrauch wird neu mit 1,5 Prozent fast verdoppelt. Der öffentliche Sektor muss jährlich 3 Prozent seines Gebäudebestands renovieren.

- **CO₂-Emissionsreduktion im Non-ETS-Bereich:** Eine Revision der EU-Lastenausgleichsverordnung passt die verbindlichen, nationalen CO₂-Reduktionsziele im Non-ETS-Bereich dem verschärften EU-weiten Ziel von 40 Prozent gegenüber 2005 an. Bei der Verteilung der Lasten wird die Ausgangsbasis der einzelnen Mitgliedsstaaten sowie deren wirtschaftliche Leistungsfähigkeit mitberücksichtigt.
- **Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:** Eine Revision der LULUCF-Verordnung soll u.a. sicherstellen, dass die Landnutzung bis 2030 zu einer Entfernung von 310 Mio. Tonnen CO₂ aus der Atmosphäre führt.
- **Verordnung für Infrastruktur für alternative Treibstoffe:** Mit dem Legislativvorschlag soll die bisherige Richtlinie neu in eine Verordnung gefasst werden. Nach Ansicht der Kommission kann nur eine Verordnung dem dringenden Bedarf des Markthochlaufs für Infrastruktur gerecht werden (Verordnungen der EU gelten ab Inkrafttreten automatisch in der gesamten EU). Der Rechtsakt enthält detaillierte Vorschriften für die Mitgliedsstaaten zum Aufbau von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge inkl. -schiffe, Wasserstoff- und LNG-Tankstellen sowie Vorgaben zu Abrechnung, Preisgestaltung und Datenlieferungen für Betreiber der Lade- und Tankstelleninfrastruktur.

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

Das **Europäische Klimagesetz** setzt die Verpflichtung der EU zur Klimaneutralität und das Etappenziel, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu senken, in bindendes Recht um. Das Gesetz trat im Juli 2021 in Kraft⁵⁵.

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

⁵⁴ Reduktion von 9 Prozent gegenüber einem aufdatierten Referenzszenario für das Jahr 2020; die Reduktion entspricht einem absoluten Niveau des Endenergieverbrauchs bis 2030 von 787 Mio. t Rohöl-Äquivalenten (Mtoe) und einem Primärenergieverbrauchs von 1023 Mtoe.

⁵⁵ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“)

EU also nicht erhoben; zu beobachten sind mögliche Auswirkungen des neuen CO₂-Grenzausgleichs-system auf die gesamten Lieferketten von Schweizer Produzenten. Weiter ist zu prüfen, wie die Schweiz mit den neuen Emissionsvorschriften für Fahrzeuge ab 2025 umgeht.

Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen

Für 2020 und 2030 hat sich die EU quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund gesetzt. Die aktuelle Entwicklung gegenüber diesen Zielen präsentiert sich wie folgt (Quelle: COM(2021) 950 final / Eurostat 2021):

- **Treibhausgasemissionen:** Die Treibhausgasemissionen in der EU (inkl. internationalem Luftverkehr) gingen zwischen 1990 und 2020 um 31 Prozent zurück. Das ist der tiefste Stand seit 30 Jahren. Gegenüber 2019, also vor der Covid-19-Pandemie, betrug der Rückgang 24 Prozent. Die EU hat ihr verbindliches Ziel einer Senkung auf Unionsebene von 20 Prozent bis 2020 somit übererfüllt. Für 2030 hat die EU wie oben erwähnt ein strengeres Reduktionsziel von -55 Prozent verankert (bisher: 40 Prozent), bis 2050 strebt sie Klimaneutralität an.
- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in der EU lag 2019 bei 19,7 Prozent. Damit ist die EU auf Kurs ihres 2020er-Ziels von 20 Prozent. Für 2030 ist in der EU bisher ein verbindliches Ziel von 32 Prozent verankert, dieses soll nun wie oben beschrieben im Rahmen des Pakets «Fit for 55» auf 40 Prozent erhöht werden.
- **Energieeffizienz:** 2019 sank Primärenergieverbrauch zum zweiten Mal in Folge und lag 1,8 Prozent tiefer als 2018, jedoch immer noch 1,8 Prozent über dem linearen Pfad, um das 2020er-Effizienzziel zu erreichen. Der Endenergieverbrauch sank 2019 zum ersten Mal seit sechs Jahren, und zwar um 0,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr; der aktuelle Verbrauch liegt jedoch 2,3 Prozent über dem linearen Pfad, um das 2020er-Ziel zu erreichen. Die Erreichung der 2020er-Effizienzziele ist damit noch unsicher. Die EU hat sich das indikative Ziel gesetzt, die Energieeffizienz bis 2020 um 20 Prozent zu verbessern⁵⁶. Für 2030 ist in der EU bisher ein indikatives Ziel von 32,5 Prozent verankert⁵⁷, neu soll es im Rahmen des Pakets «Fit for 55» auf EU-weit verbindliche 9 Prozent Reduktion gegenüber einem Referenzszenario auf Basis von 2020 erhöht werden (s. *weiter oben*).
- **Stromverbund:** Der Europäische Rat rief die EU-Mitgliedstaaten 2014 dazu auf, bis 2020 die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen soweit auszubauen, dass pro Land mindestens 10 Prozent des im Inland erzeugten Stroms über die Grenze in die Nachbarstaaten transportiert werden kann. Für 2030 wurde das Ziel auf 15 Prozent der Inlandproduktion festgelegt. Nach Angaben der Kommission haben die meisten Mitgliedstaaten dieses Ziel bereits erreicht.

⁵⁶ Das Ziel für 2020 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf höchstens 1086 Mio. t und den Primärenergieverbrauch auf höchstens 1483 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

⁵⁷ Das Ziel für 2030 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf 956 Mio. t und/oder den Primärenergieverbrauch auf 1273 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

Das „Clean Energy Package“

Zur Umsetzung der Energieunion⁵⁸ ist seit 2018 und 2019 in der EU ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, Erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz in Kraft, das sog. «Clean Energy Package» mit insgesamt acht Verordnungen und Richtlinien (Quelle: COM(2016) 860 final):

- **Neugestaltung des Strommarkts:** Die *Strombinnenmarkt-Richtlinie*⁵⁹, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasieren, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. Die *Strombinnenmarkt-Verordnung*⁶⁰, die ebenfalls aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, stellt neue Regeln für den europäischen Strombinnenmarkt auf, der an die zunehmend dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird. Die künftige Funktionsweise des EU-Strombinnenmarkts ist für die Schweiz von Bedeutung.
- **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER):** Die *ACER-Verordnung*⁶¹ stärkt die Rolle von ACER. Da die Schweiz vom EU-Strombinnenmarkt umgeben ist, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den hiesigen Strommarkt und ist insbesondere für die ECom von Relevanz. Im August 2021 kündigte ACER ein Memorandum of Understanding, das der ECom seit 2015 die Teilnahme als Beobachterin in ACER-Strom-Arbeitsgruppen gewährt hatte.
- **Energieeffizienz:** Mit dem Übereinkommen von Paris passte die EU die Ziele der *Energieeffizienz-Richtlinie*⁶² an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 an. Danach gilt ein unverbindliches Effizienzziel von 32,5 Prozent auf Unionsebene⁶³. Die Mitgliedstaaten sollen «nationale Beiträge» zur Zielerfüllung auf Unionsebene leisten.
- **Erneuerbare Energien:** Mit der *Erneuerbaren-Energien-Richtlinie*⁶⁴ soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Energieverbrauch bis 2030 weiter gesteigert werden. Danach gilt ein verbindliches Erneuerbaren-Ziel von 32 Prozent auf Unionsebene. Die Mitgliedsstaaten sollen «nationale Beiträge» zum Unionsziel leisten (keine verbindlichen nationalen Ziele mehr wie bis 2020). Der Mechanismus zur Festlegung der «nationalen Beiträge» und Überwachung der Zielerreichung wird in der separaten Gouvernanz-Verordnung geregelt (*vgl. unten*). Die Anerkennung der Schweizer HKN durch EU-Mitgliedstaaten ist seit Mitte 2021 weggefallen, da das Clean Energy Package nur noch HKN aus Drittstaaten mit Abkommen akzeptiert. Bisher konnten die Mitgliedstaaten autonom entscheiden, welche HKN aus Drittstaaten sie akzeptieren.

⁵⁸ Energieunion: Energiepolitische Rahmenstrategie der EU seit 2015 mit fünf Dimensionen: (1) Sicherheit, Solidarität und Vertrauen, (2) ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz (4) Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

⁵⁹ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung)

⁶⁰ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

⁶¹ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Neufassung)

⁶² Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz

⁶³ Das Ziel für 2030 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf 956 Mio. t und/oder den Primärenergieverbrauch auf 1273 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

⁶⁴ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

- **Strom-Versorgungssicherheit:** Die *Verordnung zur Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich*⁶⁵ soll die Mitgliedstaaten auf Krisensituationen im Stromsektor vorbereiten, welche beispielsweise durch extreme Wettersituationen, Cyberangriffe oder Brennstoffmangel hervorgerufen werden. Die Verordnung stärkt die zwischenstaatliche Zusammenarbeit. Wichtige Inhalte sind regionale und nationale Stromkrisenszenarien, saisonale und kurzfristigere Ausblicke auf die Versorgungssicherheit, nationale Risikovorsorgepläne inkl. grenzüberschreitender Massnahmen, die Vereinbarung von zwischenstaatlichen Arrangements zur Unterstützung von Staaten in einer Krise sowie grundsätzliche Prozeduren in der EU bei Frühwarnungen und Ausrufungen von Krisen. Die Ausgestaltung und Umsetzung der neuen Verordnung ist aufgrund der engen Vernetzung im Strombereich auch für die Schweiz relevant. Die Schweiz kann sich derzeit nur parallel zu den EU-Entwicklungen im Rahmen des Pentilateralen Energieforums in die Diskussionen über die regionale Versorgungssicherheit einbringen.
- **Gouvernanz der Energieunion:** Das Ziel der *Gouvernanz-Verordnung*⁶⁶ ist die Schaffung eines Mechanismus zur Planung, Berichterstattung und Überwachung der Ziele der Energieunion. Die Verordnung umfasst insbesondere die Bündelung eines Grossteils der bestehenden Berichts-, Planungs- und Monitoringpflichten der Mitgliedstaaten in umfassende integrierte nationale Energie- und Klimapläne für den Zeitraum 2021-2030 (s. *weiter oben*). Die Gouvernanz soll durch einen Überprüfungsmechanismus sicherstellen, dass die auf EU-Ebene beschlossenen Klima- und Energieziele für 2030 erreicht werden. Sie gibt der Kommission einige Kompetenzen zur Überwachung der Zielerreichung und zur Ergreifung von Massnahmen in die Hand.

Umsetzung der Network Codes im Strombereich

2015 sind in der EU mehrere so genannte Network Codes und Guidelines für den Strombereich in Form von Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission in Kraft getreten. Sie lassen sich in drei Bereiche einteilen: Netzbetrieb, Netzanschluss und Markt. Es handelt sich um sehr technische Erlasse, die aber prägend sind für die Entwicklung des Strombinnenmarkts.

Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement⁶⁷, über die Vergabe langfristiger Kapazität⁶⁸ und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem⁶⁹. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird.

Die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führen im europäischen Strommarkt die Marktkopplung ein: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel (Day-Ahead und Intraday) die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stroms zu einem integrierten Strommarkt. Die Schweiz kann

⁶⁵ Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG

⁶⁶ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

⁶⁷ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

⁶⁸ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

⁶⁹ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

ohne Stromabkommen nicht an dieser Marktkopplung teilnehmen. Der Ausschluss aus der Marktkopplung hat in der Schweiz nicht nur für den Handel, sondern auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes Konsequenzen: Namentlich seit Einführung der flussbasierten Marktkopplung im Day-Ahead-Handel in Zentral-West-Europa ist eine Zunahme von ungeplanten Ringflüssen durch die Schweiz, bedingt durch zusätzlichen Handel zwischen Deutschland und Frankreich, zu verzeichnen. Der Grund dafür liegt nicht direkt im Ausschluss der Schweiz aus der Marktkopplung, sondern in der Tatsache, dass das Schweizer Übertragungsnetz in den Kapazitätsberechnungen, die der Marktkopplung unterliegen, ungenügend berücksichtigt wird. Aufgrund einer dadurch verursachten potenziellen Gefährdung der Systemsicherheit bietet die EU nun aber Hand für eine technische Integration des Schweizer Netzes in die Kapazitätsberechnungen. Swissgrid und ElCom sind daran, entsprechende Lösungen auszuarbeiten. Anzumerken ist, dass die Regelung zum Systemausgleich (sog. Balancing Code) der Schweiz eine Teilnahme an den geplanten Plattformen für den Austausch von Regelenergie in Aussicht stellt, falls der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Stromflüssen aus dem Systemausgleich führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden.

Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit

Gasmarkt: Die Schweiz ist ein Transitland für Gas, das traditionell von Frankreich und Deutschland nach Italien transportiert wird. Seit August 2017 kann das Gas von Italien aus ebenfalls in nördliche Richtung fließen. Die Möglichkeit des Exports von Gas aus Italien in den Norden ist ökonomisch dann attraktiv, wenn die Preise am italienischen Grosshandelsmarkt tiefer sind als an den entsprechenden Märkten in Frankreich oder Deutschland. Im Januar 2021 und danach ist dies mehrfach der Fall gewesen, aus diesem Grund wird seither auch Gas von Italien über die Schweiz nach Frankreich transportiert.

Die Kommission hat angekündigt, im Dezember 2021 ein Gasmarktdekarbonisierungs- und Wasserstoffpaket vorzulegen. Damit sollen die Ziele des Europäischen «Green Deals», der langfristigen Klimaneutralität, der EU-Wasserstoffstrategie und der Strategie zur Integration des Energiesystems umgesetzt werden.

Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung: Wegen der Abhängigkeit von Lieferanten aus Drittländern will sich die EU auf ihren Märkten für eventuelle Störungen der Gasversorgung wappnen. Ein Kernpunkt der 2017 revidierten Verordnung⁷⁰ ist das Solidaritätsprinzip, bei dem benachbarte Mitgliedstaaten einander im schweren Krisenfall unterstützen, um die Energieversorgung der Haushalte und wesentlicher sozialer Dienste zu sichern. Weiter sieht die Verordnung eine engere regionale Zusammenarbeit sowie mehr Transparenz vor, indem Erdgasunternehmen langfristige, für die Versorgungssicherheit relevante Verträge melden müssen. Als Gas-Transitland bleibt für die Schweiz offen, ob und wie sie in den Krisenmechanismus der EU und die regionale Kooperation eingebunden werden könnte. Die Schweiz hat bis 2020 fallweise und auf Einladung der EU-Kommission als Beobachterin an den Sitzungen der EU Gas Coordination Group teilgenommen, die von EU der nach der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009 eingesetzt wurde (s. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Zurzeit wird der Status der Schweiz in der Gruppe von der EU-Kommission überprüft.

⁷⁰ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Internationale Klimapolitik

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November 2021 zur 26. UNO-Klimakonferenz in Glasgow (COP26) getroffen. An der Konferenz wurden die Staaten dazu aufgerufen, bis Ende 2022 ihre Klimaziele für die Zeit bis 2030 zu erhöhen. Im verabschiedeten Text bekräftigen die Länder zudem erstmals, Kohleenergie, deren Emissionen nicht technisch abgefangen werden, und ineffiziente Subventionen für fossile Energien wie Öl und Gas abzubauen. Die Schweiz begrüsst diese Stossrichtung, wie das UVEK in einer Medienmitteilung vom 14. November 2021 schreibt. Sie hatte sich an der Konferenz jedoch für den vollständigen Abbau jeglicher Art von Subventionen für diese Energieträger und für die Abkehr jeglicher Art von Kohlenutzung eingesetzt. Eine Lösung gefunden wurde bei der Frage der Emissionsverminderungen im Ausland. An der COP26 wurden Regeln verabschiedet, welche die doppelte Anrechnung zwischen den Staaten verhindern. Die Emissionsverminderungen können auch zwischen den Staaten und dem CO₂-Kompensationssystem der Flugbranche (CORSIA) nicht doppelt angerechnet werden. Auch Private können sich mit freiwilligen Klimaschutzprojekten an diesem Markt ohne Doppelzählung beteiligen. Diese Verminderungen dürfen aber nicht an die Klimaziele der Staaten angerechnet werden. Ein Erfolg für die Schweiz, die sich an der Konferenz gegen die Doppelzählung eingesetzt hat und anhand ihrer bilateralen Klimaschutzabkommen aufzeigen konnte, dass eine solche Regelung möglich ist. Die Schweiz setzt sich auch künftig für robuste Klimaschutzregeln ein, wie sie sie seit 2020 in mehreren bilateralen Klimaschutzabkommen mit Partnerländern festgehalten hat. An der COP26 hat sie zwei entsprechende Abkommen mit Vanuatu und Dominica unterzeichnet. Weitere solche Abkommen bestehen bereits mit Peru, Ghana, Senegal und Georgien. Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Alle 197 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 191 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert. US-Präsident Joe Biden leitete nach seiner Amtsübernahme im Januar 2021 die Rückkehr der USA zum Übereinkommen von Paris ein. Er machte damit den Entscheid seines Vorgängers von 2017, wonach sich die USA aus dem Übereinkommen zurückziehen wollten, rückgängig.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgas-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 hatten Bundesrat und Parlament eine Revision des CO₂-Gesetzes beschlossen. Die Schweizer Stimmbevölkerung hat diese Vorlage in der Referendumsabstimmung vom 13. Juni 2021 jedoch verworfen. Die international eingereichte Zielsetzung bleibt aber auch nach der Ablehnung der Revision des CO₂-Gesetzes gültig. Der Bundesrat will nun bis Ende 2021 eine neue Gesetzesvorlage in die Vernehmlassung schicken, die dem Abstimmungsergebnis Rechnung trägt und eine möglichst breite Basis für die künftige Schweizer Klimapolitik schaffen soll. Seit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung.

Anfang August 2021 veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) seinen 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels. Der jüngste Bericht bestätigt die Ergebnisse früherer IPCC-Berichte, namentlich den Beitrag der vom Menschen verursachten Treibhausgase zur Klimaerwärmung und den Zusammenhang zwischen dem Klimawandel und immer häufiger auftretenden Extremwetterereignissen wie Hitzewellen, Starkniederschlägen und Trockenphasen. 2018 hatte der Weltklimarat in einem Sonderbericht die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad aufgezeigt und verglich diese mit den Auswirkungen einer Erwärmung um 2 Grad. Der Bericht machte deutlich, dass bereits ab einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad mit gravierenden Veränderungen der Ökosysteme gerechnet werden muss und dass die Veränderungen bei einer zusätzlichen Erwärmung auf 2 Grad noch deutlich zunehmen. Um die globale Erwärmung auf 1,5 Grad zu beschränken, muss bereits gegen Mitte des Jahrhunderts eine CO₂-Emissionsbilanz von Netto-Null erreicht werden. Der Bundesrat beschloss aufgrund dieser Erkenntnisse am 28. August 2019, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher (sog. Senken) aufnehmen können. Dies bedeutet Netto-Null Emissionen bis zum Jahr 2050. Dieses Klimaziel stellt sicher, dass die Schweiz ihren Beitrag zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung auf maximal 1,5 Grad leistet. Der Bundesrat hat am 28. Januar 2021 die dazugehörige langfristige Klimastrategie verabschiedet. Am 11. August 2021 hat er in der Botschaft zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative zudem vorgeschlagen, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen.

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

Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Die Schweiz verhandelte seit 2007 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Seit Mitte 2018 ruhten die Verhandlungen, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Der Bundesrat hat am 26. Mai 2021 entschieden, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Damit ist ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bis auf weiteres nicht absehbar.

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

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich: Zur Vorbereitung der 26. Klimakonferenz in Glasgow nahm Bundesrätin Simonetta Sommaruga 2021 an verschiedenen Treffen teil und führte Gespräche mit wichtigen Verhandlungspartnerinnen und -partnern. Weiter brachte sie sich im April im vom US-Klima-Sonderbeauftragten John Kerry geleiteten Roundtable ein. Ein virtueller Ar-

beitsbesuch führte die UVEK-Vorsteherin im Juni nach Kalifornien, wo Klima- Energie und Verkehrsfragen auf dem Programm standen. Im September unterzeichnete sie in Senegal das vom Bundesrat am 23. Juni 2021 verabschiedete Klimaabkommen zwischen den beiden Ländern, bei einem Besuch in Ghana beschleunigte die Bundesrätin gemeinsam mit den zuständigen Ministern die Umsetzung des vor einigen Monaten unterzeichneten Abkommens mit diesem Land. Im Oktober unterzeichneten die Schweiz und Georgien ein Klimaabkommen in Bern.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur (IEA). Seit März 2021 hat Bundesrätin Sommaruga Einsitz in der neuen «Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions» der IEA. Die Kommission will einen Beitrag leisten für ein globales Energiesystem, in dem die soziale Verträglichkeit der Transformation in ein sauberes Energiesystem im Mittelpunkt steht. 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. 2020 und 2021 fanden mehrere Verhandlungsrunden statt. Im Januar 2020 organisierte die Schweiz am Rande der Jahresversammlung der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) wie bereits 2019 einen Workshop zu Wasserkraft. Ferner hielt die Schweiz 2019 und 2020 Einsitz im Rat der IRENA, was auch für 2021 und 2022 vorgesehen ist. Ebenfalls führt die Schweiz zusammen mit Costa Rica eine Staatengruppe innerhalb der IRENA an, um weltweit mehr Wasserkraft zu entwickeln. Des Weiteren wirkte sie bei der Internationalen Atomenergie-Agentur (IAEA) der UNO mit. Im Zentrum des Interesses der Schweiz liegen insbesondere die Themen der weltweiten nuklearen Sicherheit und Sicherung, Safeguards, die technische Kooperation sowie die Unterstützung der Mitgliedsländer durch nuklearwissenschaftlichen Methoden, beispielsweise in den Bereichen Medizin, Wasser und Landwirtschaft.

(Quellen: Bundesrat, 2021c / UVEK, 2021).

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Avenergy Suisse (2021): Jahresberichte 2013-2020.
- BAFU (2020): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and fourth biennial report under the UNFCCC.
- BAFU (2021): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2019.
- Balthasar, A., Schalcher, H.R. (2020): Forschung für die Schweizer Energiezukunft. Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie».
- BAZL (2021): Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2020 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
- BFE (2014): Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz. Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010.
- BFE (2016): Bundesamt für Energie, Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas.
- BFE (2019): Bundesamt für Energie, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
- BFE (2021a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020.
- BFE (2021b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2020.
- BFE (2021c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020.
- BFE (2021d): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2019.
- BFE (2021e): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2020.
- BFE (2021f): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2018 und 2019.
- BFE/Swissgrid (2021): Informationen zum Status von Netzprojekten.
- BFS (2021a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2020.
- BFS (2021b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2020.
- BFS (2021c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2020.
- BFS/BAFU/ARE (2021): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
- Bundesrat (2012): Botschaft zum Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ – Massnahmen in den Jahren 2013-2016, BBI 2012 9017.
- Bundesrat (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“, BBI 2013 7561.
- Bundesrat (2016): Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBI 2016 3865.
- Bundesrat (2019a): Medienmitteilung vom 3. Juli 2019 zum Paket zur Senkung des Treibhausgas-Ausstosses in der Bundesverwaltung.
- Bundesrat (2019b): Medienmitteilung vom 28. August 2019 zum Klimaziel 2050 (Netto-Null Emissionen) der Schweiz.
- Bundesrat (2019c): Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBI 2019 7203.
- Bundesrat (2020a): Medienmitteilung vom 28. Oktober 2020 zum Abschluss der Nationalen Forschungsprogrammen Ernährung und Energie.
- Bundesrat (2020b): Medienmitteilungen zu Abkommen zwischen der Schweiz und Peru bzw. Ghana im Bereich Klimaschutz.
- Bundesrat (2020c): Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032, BBI 2020 1961.
- Bundesrat (2021a): Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
- Bundesrat (2021b): Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2021 1666.

Bundesrat (2021c): Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik), BBl 2021 1972.

Bundesrat (2021d): Medienmitteilung vom 11. August 2021 zum Mandat der Schweizer Delegation an der 26. UNO-Klimakonferenz.

Bundesrat (2021e): Medienmitteilung vom 26. Mai 2021 über die Beendigung der Verhandlungen über das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU.

Bundesrat (2021f): Medienmitteilung vom 17. September 2021 über das weitere Vorgehen in der Klimapolitik.

Bundesrat (2021g): Medienmitteilungen zu Abkommen zwischen der Schweiz und Senegal, Georgien und Dominica im Bereich Klimaschutz.

Bundesrat (2021h): Medienmitteilung vom 13. Oktober 2021 zur Vorsorgeplanung des Bundesrats für die Stromversorgungssicherheit.

Bundesrat (2021i): Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung.

BWL (2019): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Bericht zur Vorratshaltung.

COM(2016) 860 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.

COM(2019) 640 final: Mitteilung der Kommission zum europäischen Grünen Deal.

COM(2021) 550 final: Mitteilung der Kommission „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030.

COM(2021) 660 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support.

COM(2021) 950 final: Bericht zur Lage der Energieunion 2021.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, i.A. des BAFU.

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.

EFV (2021): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2020.

Eicher + Pauli (2021): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2020, i. A. des BFE.

EICom (2018): Eidgenössische Elektrizitätskommission, System Adequacy 2025 – Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025.

EICom (2020a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020 (mit punktuellen Nachführungen 2021).

EICom (2020b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, EICom System Adequacy 2030.

EICom (2021a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2020.

EICom (2021b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.

EICom (2021c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2020.

EICom (2021d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Termin- und Spotmarktberichte.

EICom (2021e): Bericht zu Handen UVEK / Bundesrat über netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität.

EU (2021): European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.

Europäisches Parlament (2020): Medienmitteilung vom 8. Oktober 2020 zum EU-Klimagesetz.

Europäischer Rat (2019): Schlussfolgerungen Tagung vom 12. Dezember.

Europäischer Rat (2020): Schlussfolgerungen der Sondertagung vom 17.-21. Juli.

Europäischer Rat (2021): Schlussfolgerungen der Tagung vom 21. und 22. Oktober.

Eurostat (2020): Medienmitteilungen und Indikatorenbericht zur «Strategie Europa 2020».

EZV/OZD (2021): Eidgenössische Zollverwaltung, Oberzolldirektion: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2020.

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

Innosuisse (2021a): Website und Auskünfte zur «Flagship Initiative».

Innosuisse (2021b): Tätigkeitsbericht 2020.

IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.

IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.

KliK (2021): Stiftung Klimaschutz und CO₂ Kompensation KliK, Jahresbericht 2020.

Noailly, J., Wurlod, J-D. (2016): "The impact of Green Innovation on Energy Intensity: An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries", Final report.

OECD/IEA (2020): International Energy Agency, Coal 2020: Analysis and Forecasts to 2025.

OECD/IEA (2021a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2020.

OECD/IEA (2021b): International Energy Agency, Oil 2021: Analysis and Forecasts to 2026.

OECD/IEA (2021c): International Energy Agency, Gas Market Report Q3-2021; including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024.

OECD/IEA (2021d): International Energy Agency, Coal Information: Overview.

OECD/IEA (2021e): International Energy Agency, Electricity Market Report July 2021.

PENTA (2020): Pentilateral Energy Forum, Generation Adequacy Assessment.

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, i. A. des BFE.

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung, i. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020): Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2021a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2021b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.

SBFI (2021): Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation, Medienmitteilung vom 14. Juli 2021.

Swissgas und VSG (2021): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.

Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.

Swissolar (2021): Markterhebung Solarenergie 2020, i. A. des BFE.

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 Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE.

UVEK (2021): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

Voigt S. et al. (2014): Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement?

VNB (2021): Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.

VSG (2021): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2020.

WEKO (2020): Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielsetzungen Energiestrategie 2050.....	10
Abbildung 2: Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)	13
Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	15
Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	16
Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh).....	18
Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr.....	20
Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)	21
Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen).....	22
Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %).....	24
Abbildung 10: Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken...	25
Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken).....	26
Abbildung 12: PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage).....	28
Abbildung 13: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2021) .	34
Abbildung 14: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2021 in Jahren	35
Abbildung 15: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)	41
Abbildung 16: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz	43
Abbildung 17: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.).....	44
Abbildung 18: Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern	45
Abbildung 19: Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last	46
Abbildung 20: Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage)	47
Abbildung 21: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch.....	49
Abbildung 22: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten.....	50
Abbildung 23: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)	51
Abbildung 24: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2020	57
Abbildung 25: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	58
Abbildung 26: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes	59
Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)	60
Abbildung 28: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	62
Abbildung 29: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE).....	63

Abbildung 30: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)	64
Abbildung 31: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)	66
Abbildung 32: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte	67
Abbildung 33: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger	70
Abbildung 34: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)	73
Abbildung 35: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)	75
Abbildung 36: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)	77
Abbildung 37: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)	78
Abbildung 38: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)	80
Abbildung 39: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)	81
Abbildung 40: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf)	84
Abbildung 41: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne internat. Flugverkehr)	85
Abbildung 42: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)	86
Abbildung 43: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)	87
Abbildung 44: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)	89