



Bericht vom November 2018

Energiestrategie 2050

Monitoring-Bericht 2018¹ (ausführliche Fassung)

¹ Mit Daten mehrheitlich bis 2017.

Datum: November 2018

Ort: Bern

Herausgeber: Bundesamt für Energie BFE

Internet: www.energiemonitoring.ch

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, 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

Einleitung	5
Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings	5
Bezugsrahmen für das Monitoring	6
Stossrichtungen der Energiestrategie 2050	7
Themenfelder und Indikatoren des Monitorings	7
Themenfeld Energieverbrauch und -produktion	10
Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz	10
Endenergieverbrauch pro Person und Jahr	11
Stromverbrauch pro Person und Jahr	12
Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	12
Stromproduktion aus Wasserkraft	14
Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch	16
Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs	16
Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren	17
Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch	18
Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	18
Energie- und Stromintensität	20
Themenfeld Netzentwicklung	21
Status und Dauer der Netzevorhaben	21
Erdverlegung von Leitungen	28
Netzinvestitionen und -abschreibungen	29
Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen	29
Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen	30
Themenfeld Versorgungssicherheit	31
Energieübergreifende Sicht	31
Diversifizierung der Energieversorgung	31
Auslandabhängigkeit	33
Stromversorgungssicherheit	34
System Adequacy	34
Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf	35
Importkapazität	36
Leistungsreserven	37
Belastung N-1 im Übertragungsnetz	39
Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit	40
Gasversorgungssicherheit	41
Zweistoffanlagen	41
Infrastrukturstandard	42
Ölversorgungssicherheit	43
Diversifikation der Transportmittel	43
Importportfolio von Rohöl	44
Importe von Rohöl und Erdölprodukten	46

Themenfeld Ausgaben und Preise	48
Endverbraucherausgaben für Energie	48
Energiepreise	50
Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich	50
Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen.....	54
Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte	58
Themenfeld CO₂-Emissionen	61
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf	61
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen insgesamt und nach Sektoren	62
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen	63
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen	64
Weitere Umweltauswirkungen.....	64
Themenfeld Forschung und Technologie.....	66
Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung	66
Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie	67
Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien	69
Themenfeld Internationales Umfeld	70
Entwicklung der globalen Energiemärkte	70
Entwicklungen in der EU	71
Entwicklung gegenüber 2020er-Zielen.....	71
Eckwerte Klima- und Energiepolitik bis 2030.....	72
Energieunion	72
Umsetzung Network Codes	73
Das „Clean Energy Package“	73
Energieversorgungssicherheit und Infrastruktur	76
Klimapolitik, Mobilität und Energieeffizienz	77
Internationale Klimapolitik	78
Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich.....	78
Literatur- und Quellenverzeichnis	80
Abbildungsverzeichnis	83

Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz ihre Energiepolitik neu ausgerichtet. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen und das Schweizer Energiesystem bis 2050 sukzessive umzubauen. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden. Die Energieeffizienz soll künftig deutlich erhöht, der Anteil der erneuerbaren Energien gesteigert und die energiebedingten CO₂-Emissionen gesenkt werden. Zudem dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden. Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 die neue Energiegesetzgebung an, welche Anfang 2018 in Kraft getreten ist. Das neue Energiegesetz (EnG) definiert Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch sowie zur Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und Wasserkraft. Es enthält finanzielle Massnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Unterstützung der bestehenden Wasserkraft. Das Parlament hat diese Massnahmen im Gesetz befristet. Für die Zeit nach dem Auslaufen der Förderung schlug der Bundesrat mit der Botschaft für ein Klima- und Energielenkungssystem einen Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem vor (Bundesrat, 2015). Das Parlament ist indes nicht auf die Vorlage eingetreten. Im Klimabereich und in Bezug auf die Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien steht nun die nächste Etappe der Schweizer Klimapolitik im Fokus, welche derzeit im Parlament beraten wird (Bundesrat, 2017a). Mit der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes hat der Bundesrat zudem Anpassungen in der Ausgestaltung des Strommarktes vorgeschlagen mit dem Ziel, langfristig die Versorgungssicherheit zu garantieren, die wirtschaftliche Effizienz zu steigern sowie die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben (Bundesrat, 2018c).

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 die Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und im Falle von ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die neue 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 Bundesamt für Energie (BFE) hat in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen sowie unter Einbezug von externen Experten auf der konzeptionellen Ebene² ein entsprechendes Monitoring aufgebaut. Es handelt sich um ausgewählte Indikatoren und weiterführende quantitative und qualitative Analysen, welche in regelmässigen Abständen darüber Auskunft geben, 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. Vorgesehen sind zwei Hauptprodukte, ein jährlicher Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2018 (mit Daten mehrheitlich bis 2017) 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 es Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Richtwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche oder eine Anpassung bestehender Massnahmen zu beschliessen. Die Berichte richten sich neben

² Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI), Bundesämter für Umwelt (BAFU), wirtschaftliche Landesversorgung (BWL), Statistik (BFS), Eidg. Elektrizitätskommission (EiCom); Expertinnen und Experten der ETH, EPFL, WSL, Universität Basel, Universität Münster (D).

der Politik und der 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, Richtwerten und Stossrichtungen den Bezugsrahmen für die Beurteilung der schweizerischen Energiepolitik im vorgesehenen Monitoring. Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050³ (Prognos, 2012). Für das Monitoring relevant sind zudem weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter die Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Bundesrat, 2016), welches das Parlament in der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 verabschiedet hat und bis Mitte 2019 in Kraft treten soll. Weiter besteht wie oben erwähnt ein enger Bezug zur bestehenden Klimapolitik und deren Weiterentwicklung nach 2020. Diese regelt die nationale Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris von 2015; der Bundesrat hat die entsprechende Botschaft am 1. Dezember 2017 verabschiedet; sie befindet sich derzeit in der parlamentarischen Beratung (Bundesrat, 2017a).

Bereich	2020 (kurzfristig) im EnG verankert	2035 (mittelfristig) im EnG verankert	2050 (langfristig) gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpa- ket der Energiestrategie 2050
Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person und Jahr ⁴	minus 16%	minus 43%	minus 54%
Durchschnittlicher Stromverbrauch pro Person und Jahr	minus 3%	minus 13%	minus 18%
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	mindestens 4,4 Terawattstunden (TWh)	mindestens 11,4 TWh ⁵	mindestens 24,2 TWh
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Wasserkraft	kein Richtwert für 2020	mindestens 37,4 TWh	mindestens 38,6 TWh

Abbildung 1: Richtwerte des Energiegesetzes sowie langfristige Zielsetzung der Energiestrategie 2050

³ Die Energieperspektiven (Wenn-dann-Analysen) enthalten einerseits drei Stromangebotsvarianten (C: Fossil-zentral / C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar / E: erneuerbar, verbleibender Bedarf durch Importe gedeckt). Zudem werden drei Politikvarianten (Szenarien) unterschieden: (Referenz-)Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB), Szenario „Politische Massnahmen des Bundesrats“ (POM) sowie Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP).

⁴ Gegenüber Basisjahr 2000. Endenergieverbrauch gemäss Energieperspektiven ohne internationalen Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitgasleitung Erdgas, ohne statistische Differenz und Landwirtschaft. Stromverbrauch ohne statistische Differenz und Landwirtschaft.

⁵ Ursprünglich gemäss Botschaft 14,5 TWh, Parlament hat Richtwert auf 11,4 TWh gesenkt.

Stossrichtungen der Energiestrategie 2050

Um aufzuzeigen, auf welchem Weg die Zielsetzungen und Richtwerte erreicht werden können, definiert die Energiestrategie 2050 eine Reihe von grundsätzlichen Stossrichtungen, welche für das Monitoring ebenfalls relevant sind:

- *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 durch einen Ausbau der fossilen Stromproduktion beispielsweise mittels Wärmekraftkopplung sowie gegebenenfalls mittels vermehrten Importen von Strom zu decken;
- *Energieversorgung sichern:* Wichtig ist der ungehinderte Zugang zu den internationalen Energiemärkten. Der Stromaustausch mit dem Ausland ist 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 verstärken:* Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems ist eine gezielte Stärkung der Energieforschung nötig. Dazu hat das Parlament im März 2013 den Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ verabschiedet;
- *EnergieSchweiz:* Die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz fördern zusammen mit den Kantonen, Gemeinden und Marktpartnern Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Mittel sind Information der Bevölkerung, branchenspezifische Lösungsentwicklung und Wissensvermittlung, 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 sowie Energie-Region spielen hier eine wichtige Rolle;
- *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 stärkt die Versorgungssicherheit der Schweiz.

Themenfelder und Indikatoren des Monitorings

Aus den oben genannten Zielsetzungen, Richtwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und rund 40 Indikatoren 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 Händen des Parlaments besteht derweil ein Gefäss, welches einerseits vertiefende Untersuchungen aufnehmen kann: Aus heutiger Sicht sind dies ergänzend zu den oben genannten Themenfeldern in erster Linie Analysen der Wirkungen und Kosten von Massnahmen, Einschätzungen und Untersuchungen über bedeutende technologische Entwicklungen im Energiebereich sowie über ausgewählte umweltrelevante Aspekte. Koordiniert werden sollen diese vertiefenden Abklärungen mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Evaluationen, Energieperspektiven) und anderen Bundesstellen. Andererseits kann der fünfjährige Bericht den Stand der Energiestrategie 2050 kommentieren und 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	• 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)
Netzentwicklung	• Status und Dauer der Netzevorhaben • Erdverlegung von Leitungen (Verkabelung) • Netzinvestitionen und -abschreibungen (Übertragungs- und Verteilnetz)
Versorgungssicherheit	<i>Energieübergreifend</i> • Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Diversifizierung) • Stromproduktion nach Energieträgern (Diversifizierung) • Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen sowie inländische Produktion (Auslandabhängigkeit) <i>Strom</i> • System Adequacy (deskriptiv) • Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf • Importkapazität (Net Transfer Capacity) • Leistungsreserven • Netzstabilität (N-1-Verletzungen) • Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit (SAIDI) <i>Erdgas</i> • Zweistoffanlagen • Infrastrukturstandard/N-1-Kriterium <i>Erdöl</i> • Diversifikation Transportmittel • Import-Portfolio Rohöl • Einfuhr Rohöl und Erdöl-Produkte
Ausgaben und Preise	• 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	• 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	• Ausgaben der öffentlichen Hand für Energieforschung • Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie (deskriptiv) • Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen v. Stromproduktionstechnologien (deskriptiv)
Internationales Umfeld	• Entwicklung der globalen Energiemärkte (deskriptiv) • Entwicklungen in der EU (deskriptiv) • Internationale Klimapolitik (deskriptiv) • Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich (deskriptiv)

Abbildung 2: Themenfelder und Indikatoren im jährlichen 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 bis 2020 und 2035 sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bis 2020 und 2035 sowie für Wasserkraft bis 2035 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 Indikatoren zum Energieverbrauch und dessen Einflussfaktoren, zur Entwicklung nach Sektoren sowie nach Verwendungszwecken angefügt.

Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

Das EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest (Art. 3, Abs. 1 und 2). Für die Verbrauchs-Indikatoren bildet der Endenergie- beziehungsweise Stromverbrauch der Sektoren Haushalte, Industrie, Dienstleistungen und Verkehr gemäss der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik die Ausgangsbasis. Wie in den Energieperspektiven 2050 wird 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 wird nicht einbezogen. Somit entspricht die Abgrenzung der Indikatoren des Monitorings jener der Energieperspektiven 2050: Die Szenarien „Politische Massnahmen des Bundesrats“/POM und „Neue Energiepolitik“/NEP der Energieperspektiven dienen für die Ableitung der Verbrauchsrichtwerte in Art. 3 des Energiegesetzes als Grundlage. Neben der tatsächlichen Entwicklung seit 2000 wird zusätzlich der witterungsbereinigte Verlauf angegeben, denn insbesondere der jährliche Verbrauch von Energie für Raumwärme ist stark von der Witterung abhängig⁶. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt derweil 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*).

⁶ Der witterungsabhängige Energieverbrauch für Raumwärme wird je Energieträger mit dem so genannten Gradtag-Strahlungsverfahren witterungsbereinigt (Prognos 2015). Der Anteil Raumwärme am Endenergieverbrauch je Energieträger basiert auf den Analysen des schweizerischen Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken. Die jährlichen Witterungsbereinigungsfaktoren beziehen sich auf das Mittel aller Gebäudetypen und sind auf das Jahr 2000 normiert.

Endenergieverbrauch pro Person und Jahr

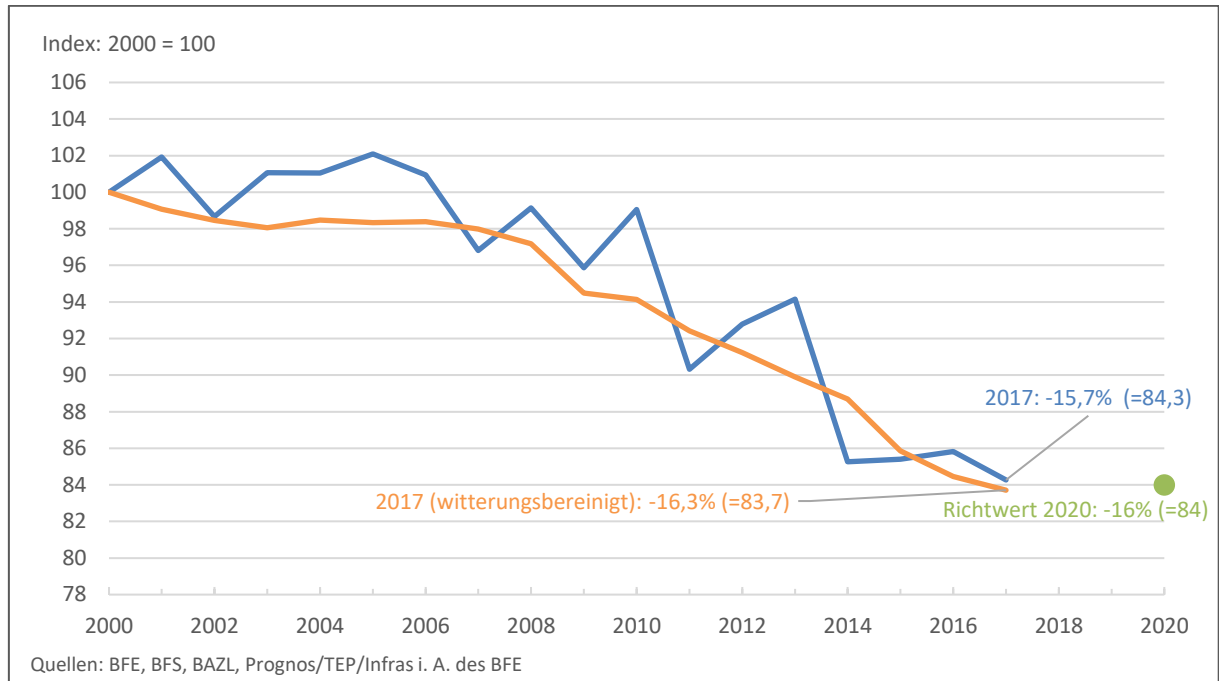


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs⁷ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch 2017 um 0,9 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 17,6 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent bis 2035. 2017 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 90,7 Gigajoule (0,025 GWh) und damit 15,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 16,3 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (*vgl. orange Kurve*). Der leichte Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr ist unter anderem auf die etwas wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2017 wirkten die Mengeneffekte verbrauchsfördernd; dazu werden alle „reinen“ Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchsfördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt, welche seit 2000 eine zunehmend verbrauchsmindernde Tendenz aufweisen. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2017 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2017 eine Substitution von Benzin mit Diesel beobachtbar (Quellen: BFE, 2018a / BFS, 2018a / BAZL, 2018 / Prognos/TEP/Infras 2018a+b).

⁷ Ohne internat. Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

Stromverbrauch pro Person und Jahr

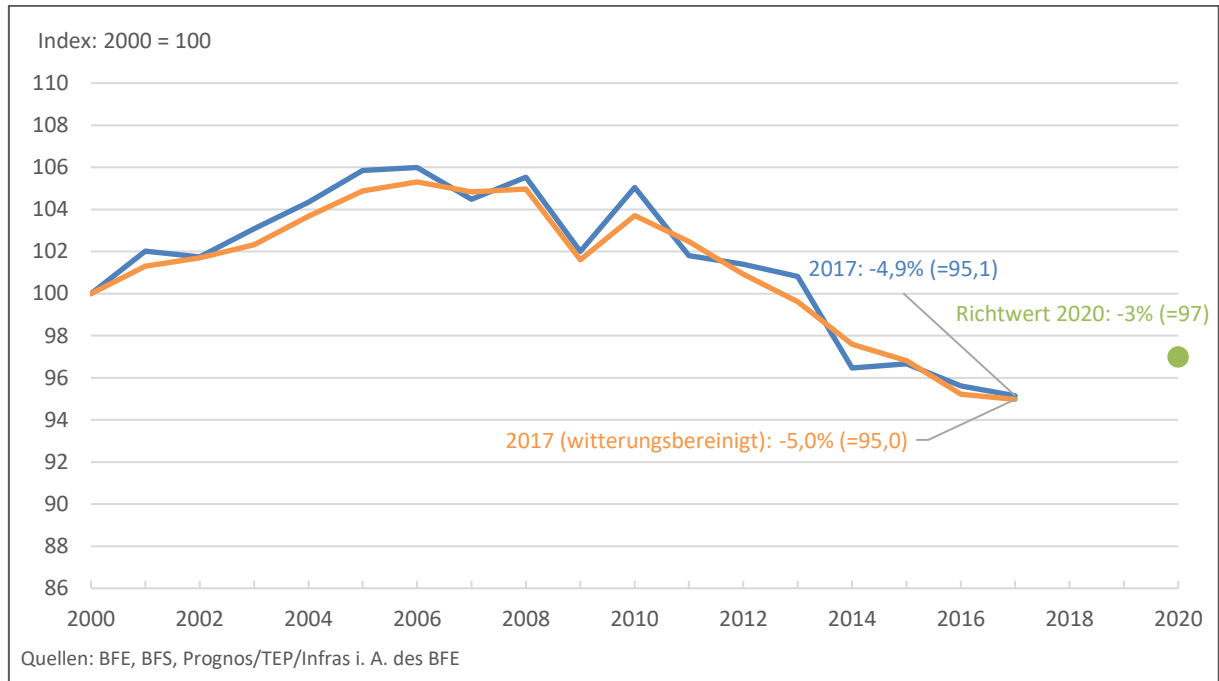


Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs⁸ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2017 lediglich um 1,2 Prozent zugenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 12,9 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2017 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 24,5 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 4,9 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 5,0 Prozent (vgl. *orange Kurve*). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. 2017 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr aufgrund der Mengeneffekte (u.a. Wirtschaftsleistung, Bevölkerung, Energiebezugsflächen) leicht zugenommen. Die leicht wärmere Witterung hatte nur geringe Auswirkungen auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2017 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen) bei. 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, 2018a / BFS, 2018a / Prognos/TEP/Infras 2018a+b).

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 den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien

⁸ ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft
12/84

vor, dies unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen. Die in absoluten Zahlen angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des EnG entspricht: Die Richtwerte sind in Artikel 2, Absatz 1 verankert.

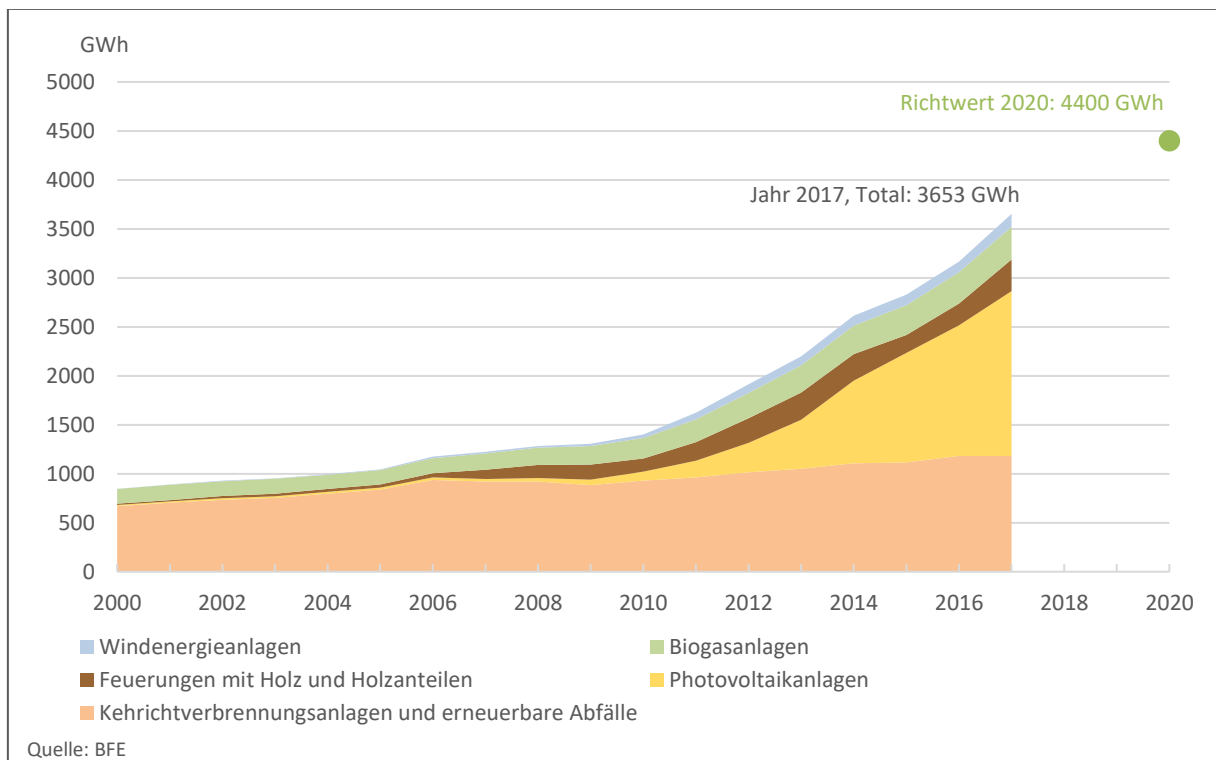


Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie *Abbildung 5* zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2017 betrug die Produktion 3653 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,4 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Folglich wird zwischen 2010 und 2020 ein Nettozubau von rund 3000 GWh angestrebt. Davon sind im Berichtsjahr rund 75,1 Prozent erreicht. 2017 betrug der Nettozubau gegenüber dem Vorjahr 486 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 322 GWh pro Jahr. In den kommenden Jahren ist im Mittel jährlich ein Nettozubau von 249 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 von 4400 GWh zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass seit 2010 insbesondere die Photovoltaik (PV) absolut gesehen stark zugelegt hat. Ebenfalls zugenommen hat die Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen sowie aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen. Etwas geringer ist der Zuwachs bei der Produktion von Biogas und bei der Windenergie. Zurzeit wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2018a).

Ein Blick auf Projekte zur erneuerbaren Stromproduktion ergibt folgendes Bild (wobei zu beachten ist, dass deren Realisierung von vielen Faktoren abhängig ist):

- Insgesamt befinden sich 21'392 **PV-Anlagen** mit einer voraussichtlichen Produktion von rund 1402 GWh pro Jahr auf der Abbauliste für Einmalvergütungen für kleine respektive auf der Warteliste für grosse Anlagen. Diese Anlagen sind auch nach neuem EnG weiterhin förderwürdig und wurden von der ehemaligen KEV-Warteliste übertragen.
- Über alle Technologien gesehen gibt es insgesamt 707 Anlagen mit einem **positiven Bescheid** zur Aufnahme ins Einspeisevergütungssystem, das entspricht voraussichtlich einer Produktion von rund 2636 GWh pro Jahr. Diese sind aber noch nicht gebaut und der Weg bis zur Baubewilligung und Realisierung ist teilweise noch weit (insbesondere bei der Windenergie mit 452 Anlagen/1710 GWh auf der Liste).

- Auf der **Warteliste** für das Einspeisevergütungssystem befinden sich über alle Technologien gesehen insgesamt 1511 Anlagen mit einer voraussichtlichen Produktion von rund 4178 GWh pro Jahr.
(Quelle: Pronovo, 2018 – 3. Quartal 2018, Stand 1. Oktober 2018)

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 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 Produktionserwartung⁹ auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

⁹ 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.

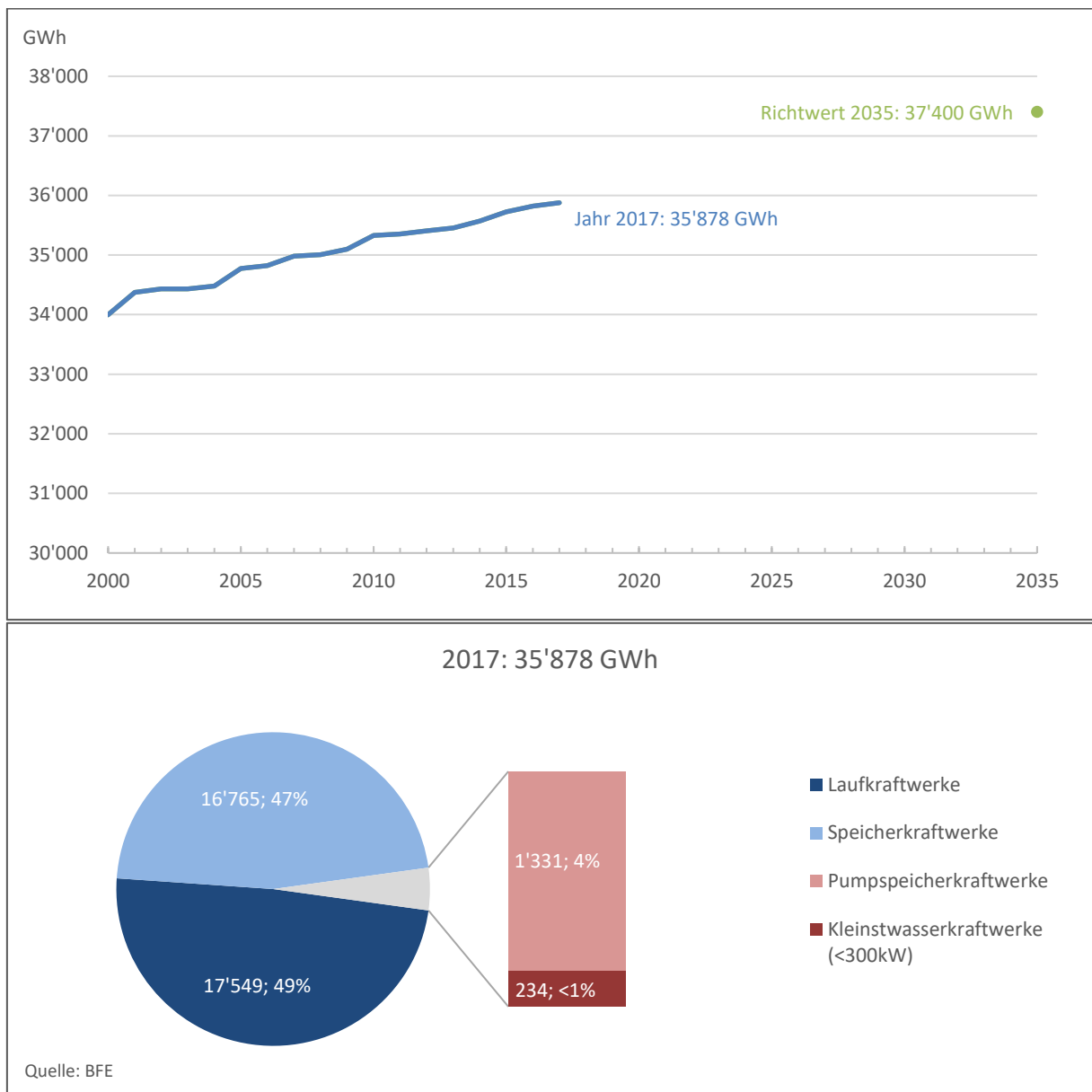


Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr

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 (obere Grafik). 2017 (Stand 1.1.2018) lag die mittlere Produktionserwartung bei 35'878 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'354 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozubau von rund 2000 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr rund 25,6 Prozent erreicht. 2017 betrug der Nettoausbau gegenüber dem Vorjahr 55 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 87 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren bis 2035 im Mittel jährlich ein Netto-Ausbau von 85 GWh notwendig. Die untere Grafik zeigt die Aufteilung der mittleren Produktionserwartung nach Kraftwerktyp (Kuchendiagramm) im Berichtsjahr. Diese Anteile sind seit dem Jahr 2000 mehr oder weniger konstant geblieben. Per Ende Oktober gibt es Anträge (noch nicht bewilligt) für Investitionsbeiträge für Wasserkraftprojekte mit einem voraussichtlichen Zubau von 39 GWh (Grosswas-

serkraft) und 20 GWh (Kleinwasserkraft). Aktuell im Bau befinden sich 260 GWh, darunter das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) mit 57 GWh (Schweizer Anteil, Inbetriebnahme ca. 2021) und Gletsch-Oberwald mit 40 GWh (seit Anfang 2018 in Betrieb) (Quelle: BFE, 2018b).

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 gemäss der Gesamtenergiestatistik abgegrenzt (inkl. internationalem Flugverkehr und statistischer Differenz, nicht witterungsbereinigt).

Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

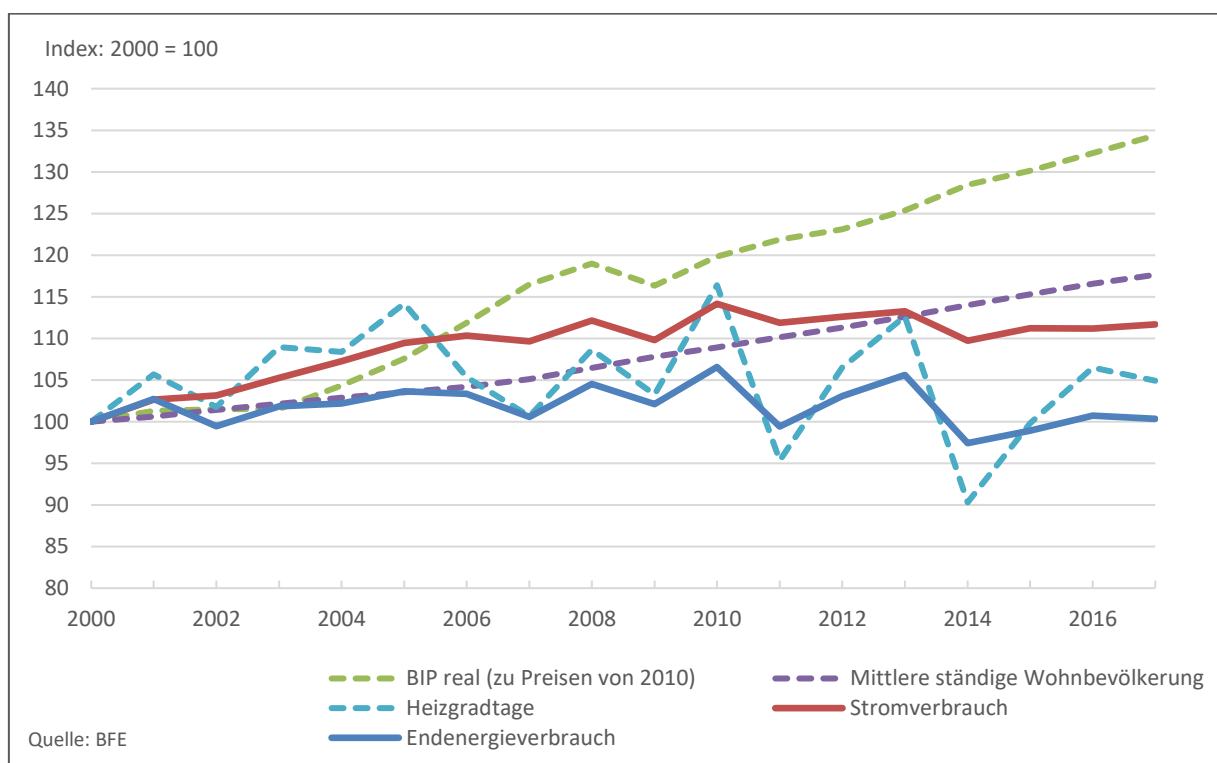


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

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 ein und 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 2000-2017 deutlich gewachsen sind. Der Rückgang des BIP im Jahr 2009 ist

auf die wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. 2011 und 2014 ist ein starker Rückgang der Heizgradtage ersichtlich, was sich dämpfend auf den Energie- und Stromverbrauch ausgewirkt (Quelle: BFE, 2018a).

Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren

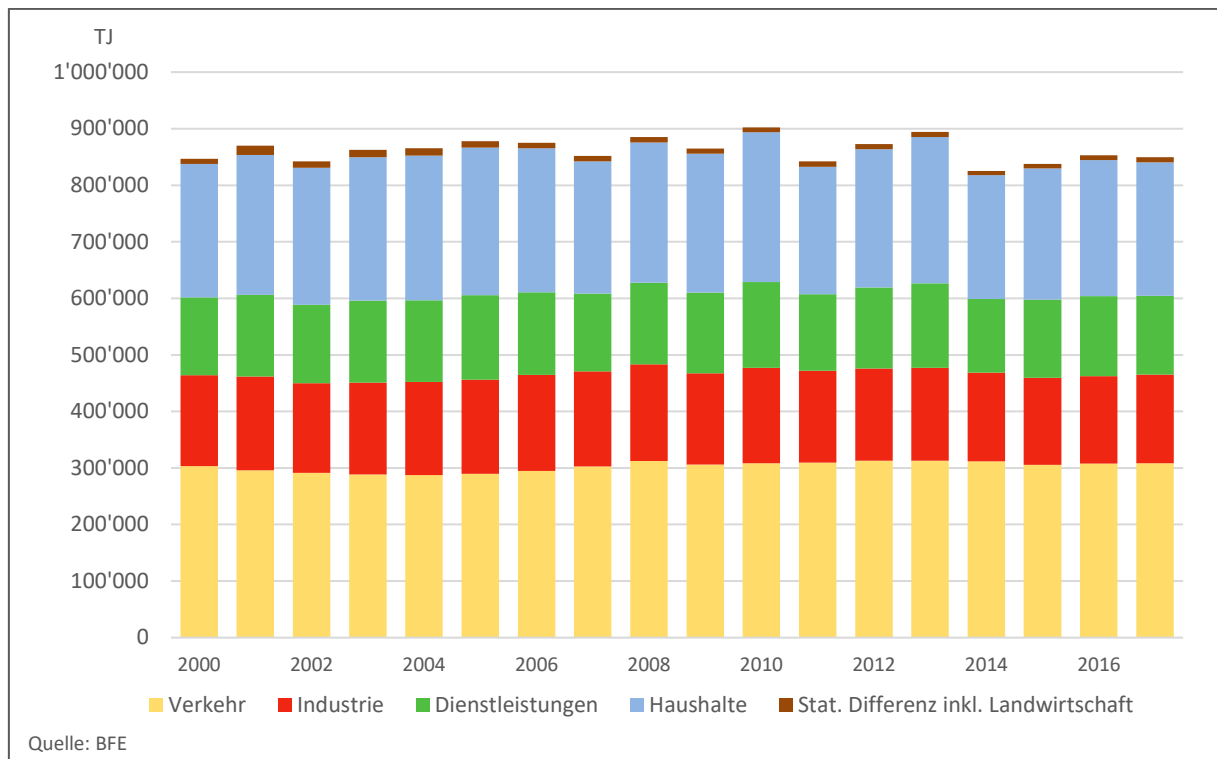


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2017 bei 849'790 Terajoule (TJ). Gegenüber 2016 sank der Endenergieverbrauch um 0,4 Prozent; dies ist in erster Linie auf die etwas wärmere Witterung im Jahr 2017 zurückzuführen. Seit 2000 hat sich der Endenergieverbrauch stabilisiert respektive noch leicht zugenommen (2000: 846'850 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 17,6 Prozent stieg. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 8*, dass der **Verkehr** (bei dieser Betrachtung unter Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs) die grösste Verbrauchergruppe darstellt. 2017 betrug der Anteil 36,3 Prozent (2000: 35,8%). Der Anteil des internationalen Flugverkehrs am Verbrauch des Verkehrssektors betrug 23,6 Prozent. Die Anteile des **Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch belaufen sich in 2017 auf 18,5% (2000: 19,0%), diejenigen des **Dienstleistungssektors** auf 16,4% (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,8% (2000: 27,9%). Die etwas wärmere Witterung im 2017 gegenüber 2016 zeigt sich hauptsächlich in einem Verbrauchsrückgang bei den privaten Haushalten (- 4'980 TJ, -2.1%) und im Dienstleistungssektor (-2310 TJ, -1.6%). Das sind diejenige Sektoren, deren Energieverbrauch in der kurzen Frist stark von der Witterung abhängig ist. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs- und des Dienstleistungssektors hat gegenüber 2000 zugenommen (Verkehr: +4'830 TJ, +1.6%; Dienstleistung: +1'650 TJ, +1.2%). Eine Abnahme zeigt sich hingegen im Industriesektor und bei den privaten Haushalten (Industrie: -3'510 TJ, -2.2%; Haushalte: -390 TJ, - 0.2%). 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 diesen beiden Sektoren ist ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+17.6%), Energiebezugsflächen Wohnen (+29.7%), Motorfahrzeugbestand (+32%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Die Verbrauchszunahme auf Grund der Mengeneffekte konnte

dadurch bei den privaten Haushalten und im Industriesektor vollständig kompensiert werden. Im Verkehrssektor und im Dienstleistungssektor reichte die Wirkung hingegen nicht aus, um die Mengeneffekte zu kompensieren. Substitutionseffekte wirkten in der Summe ebenfalls reduzierend auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war die Reduktionswirkung geringer. Von grosser Bedeutung waren dabei einerseits die Substitution von Benzin durch Diesel im Verkehrssektor und andererseits bei den privaten Haushalten und im Dienstleistungssektor der Trend weg von Heizöl zu Erdgas, Fernwärme, Holz und Umgebungswärme im Bereich Raumwärme. Struktureffekte und die Witterung hatten langfristig nur eine geringe Wirkung auf das Verbrauchsniveau in den einzelnen Sektoren. Über alle Sektoren betrachtet wurde der Anstieg des Energieverbrauchs auf Grund der Mengeneffekte praktisch vollständig durch die Technische Entwicklung und die Politik sowie Substitutionseffekte kompensiert. Aus diesem Grund hat sich der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 nur geringfügig verändert, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2018a / Prognos/TEP/Infras 2018a+b i. A. des BFE).

Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

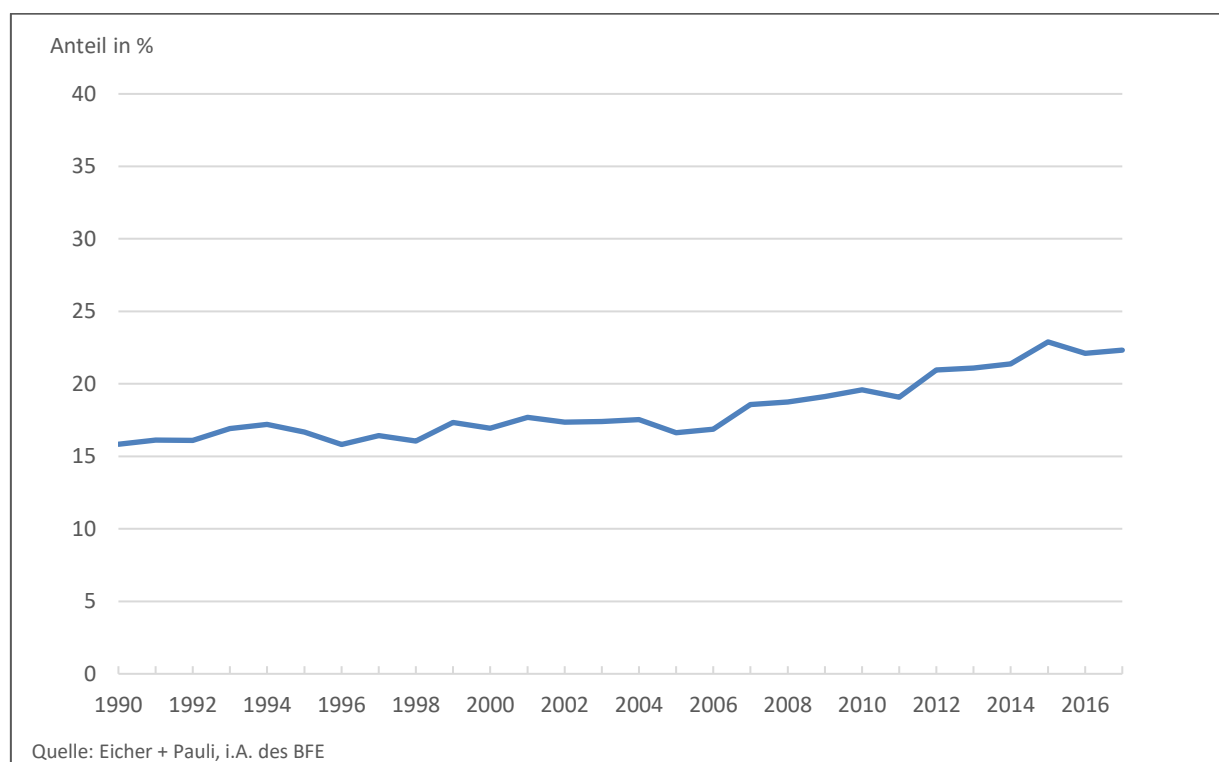


Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

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 tendenziell gestiegen ist. Ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch lag 2017 insgesamt bei 22,3 Prozent (2016: 22,1 Prozent; 2000: 16,9 Prozent) (Quelle: Eicher + Pauli, 2018 i. A. des BFE).

Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken veranschaulicht, wie sich der Gesamtverbrauch auf die wesentlichsten Verwendungszwecke wie Beleuchten, Heizen, Kochen, Transportie-

ren 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. Relevant sind weitere Bereiche, 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 hierbei nicht berücksichtigt werden, dies im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik.

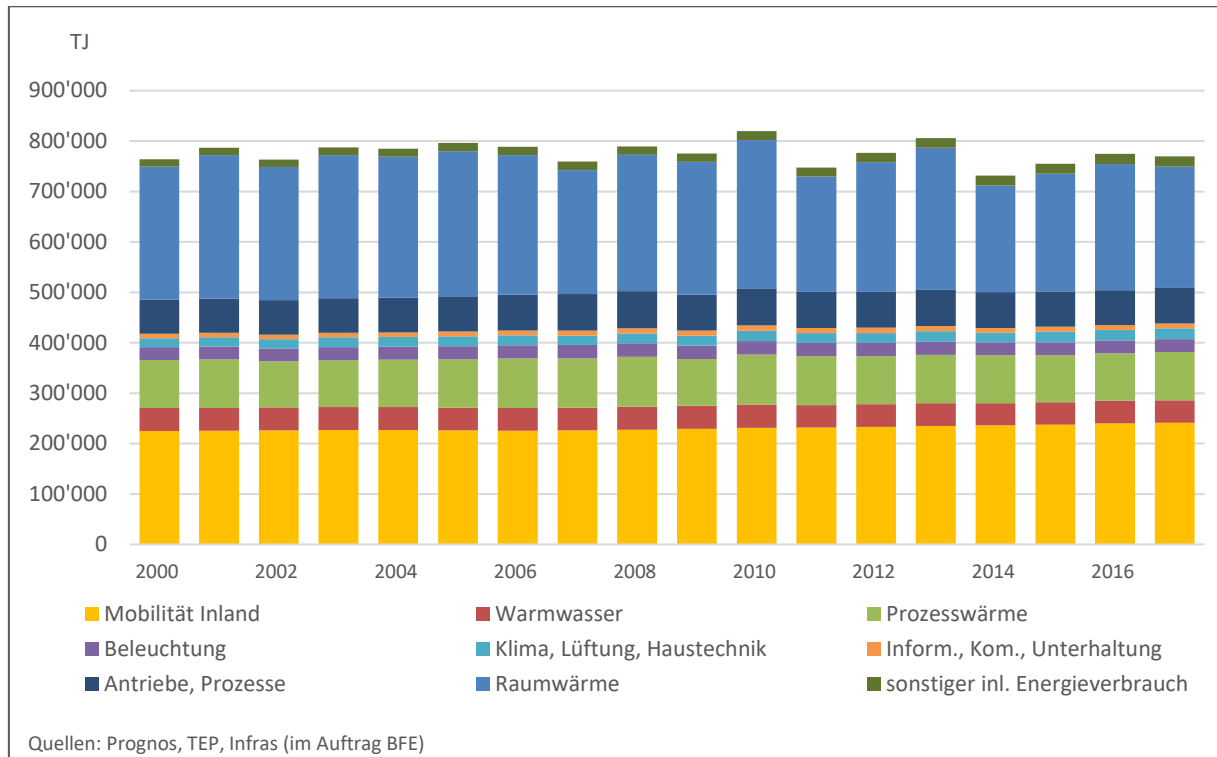


Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs¹⁰ nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der Verbrauch für Raumwärme vor allem aufgrund der Witterung jährlich stark schwankt. Dennoch hat er gegenüber 2000 deutlich abgenommen hat (-8,8%; witterungsbereinigt sogar -10.5%). Ebenfalls abgenommen haben die Verbräuche für Warmwasser (-1,4%) und Prozesswärme (-0,1%). Zugenommen haben hingegen die Verbräuche für inländische Mobilität (+5%) und Klima, Lüftung und Haustechnik (+21,6%) sowie die sonstigen Verbräuche (+43%)¹¹. Eine Zunahme gegenüber 2000 zeigt sich auch bei Information, Kommunikation und Unterhaltung (+12,6%), seit 2011 ist dieser Verbrauch aber wieder rückläufig. Der inländische Gesamtverbrauch wird im Jahr 2017 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 31,3%) und Mobilität Inland (30,9%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (12,5%), die Antriebe und Prozesse (9,1%) sowie das Warmwasser (6,0%). Im Zeitraum 2000 bis 2017 ist der Anteil der Raumwärme am inländischen Endenergieverbrauch um 3 Prozentpunkte gesunken, derjenige der Mobilität um 1,5 Prozentpunkte gestiegen. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke sind vergleichsweise gering und haben sich nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infrac, 2018b).

¹⁰ Der 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.

¹¹ 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).

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 hin zu einer Vergrößerung des Dienstleistungssektors entwickelt oder durch die Delokalisierung der Schwerindustrie. Welcher Faktor die Energieintensität in welchem Umfang beeinflusst hat, kann im Rahmen des jährlichen Monitorings nicht beurteilt werden. Nachfolgend sind die Indikatoren Energie- und Stromintensität dargestellt.

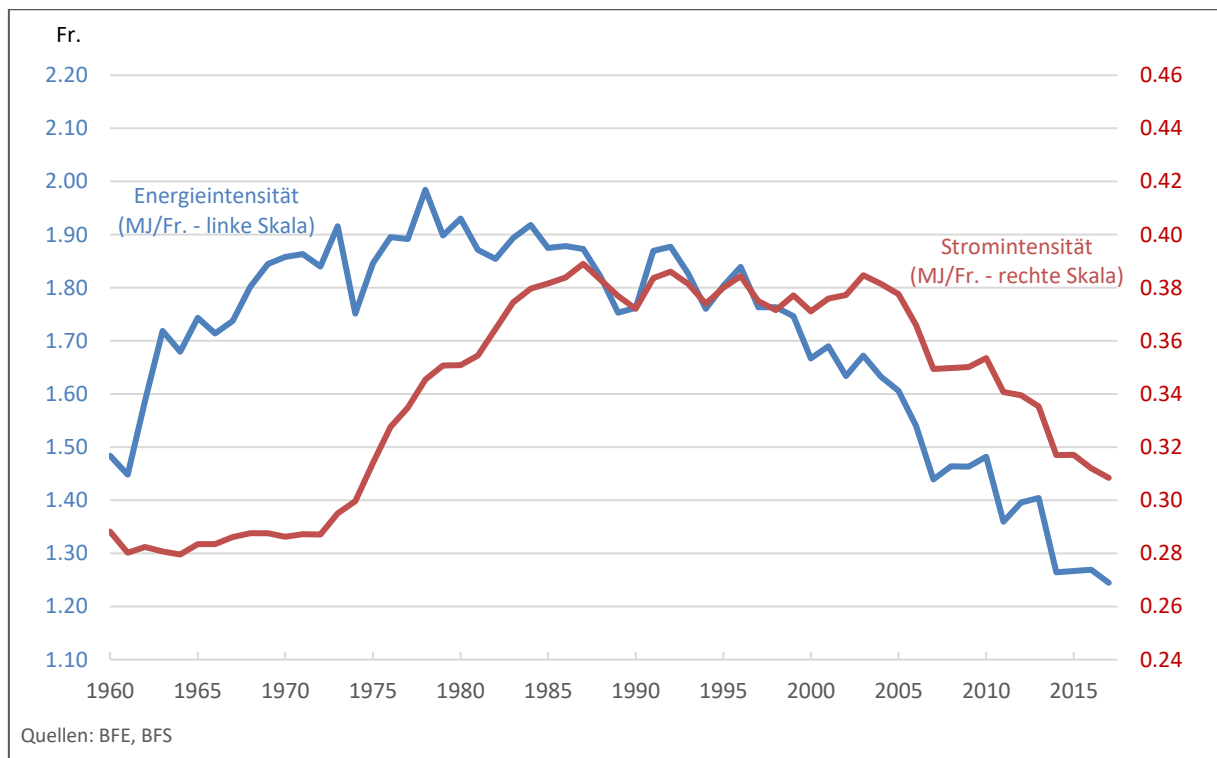


Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP¹² (in MJ/Franken)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf rund 1,98 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab. Die Stromintensität (rote Kurve, rechte Skala), welche insgesamt deutlich tiefer ist als die Energieintensität, stieg ab 1972 bis Ende der 1980er-Jahre auf 0,39 MJ/Fr. und blieb danach bis Mitte der 2000er-Jahre stabil auf diesem Niveau. Seither zeigt sich auch hier eine deutliche Abnahme (Quellen: BFE, 2018a / BFS, 2018b)¹³.

¹² BIP zu Preisen von 2010 (Stand August 2017).

¹³ Studien zu anderen Ländern zeigen, dass sinkende Energieintensität zu einem wichtigen Teil von Verbesserungen der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren, und nicht nur von Strukturwandel herrührt (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016) schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD Ländern, unter denen sich auch die Schweiz befindet, 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.

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 die Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)¹⁴ ab, welche Teil der Energiestrategie 2050 ist, aber zeitlich nach dem ersten Massnahmenpaket in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Parlament hat in der Wintersession 2017 die Vorlage angenommen. Sie wird voraussichtlich im zweiten Quartal 2019 in Kraft gesetzt. Das Monitoring fokussiert in einem ersten Schritt auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen sowie Investitionen und Abschreibungen.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 640 Netzbetreiber die Endverbraucher mit Elektrizität. Das Stromnetz besteht dabei aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorenstationen. 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)

Netzebenen 2 (Unterwerk), 4 (Unterstation) und 6 (Trafostation) sind Transformierungsebenen.

Status und Dauer der Netzvorhaben

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

¹⁴ vgl. www.netzentwicklung.ch

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 mit der Festsetzung des Planungskorridors (entspricht dem Ende der SÜL-Phase). 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 Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) ein. Damit wird das Plangenehmigungsverfahren (PGV) eingeleitet. Das ESTI ist zuständig für die Prüfung der Dossiers und für 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 Übertragungsnetzebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (ohne von Dritten initiierte Vorhaben) sowie den Anschluss Nant de Drance. Der Fokus liegt auf den in *Abbildung 12* dargestellten Leitungsprojekten:

¹⁵ vgl. www.swissgrid.ch/netz2025
22/84

Netzvorbaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status ¹⁶	Gepl. Inbetriebnahme ¹⁷
1. Chamoson-Chippis	• Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis • Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene • Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis • Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz • Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz	Realisierung	2021
2. Bickigen-Chippis (Gemmileitung)	• Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV • Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis • Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis • Beitrag an die Versorgungssicherheit	PGV BFE	2021
3. Pradella-La Punt	• Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km • Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV • Eliminierung bestehender Engpass • Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit	Realisierung	2021
4. Chippis-Lavorgo 4.1. Chippis-Mörel 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	• Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV) • Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km • Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin • Beseitigung eines kritischen Versorgungseinganges	4.1. Bauprojekt 4.2. BVGer (Mörel-Ernen) / Realisierung (Ernen-Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn-Stalden) / Bauprojekt (Chippis-Agarn) 4.4. Bauprojekt	2024
5. Beznau-Mettlen 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Obfelden-Mettlen	• Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km • Beseitigung struktureller Engpässe • Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren	5.1. Realisierung 5.2. Vorprojekt 5.3. SUL 5.4. Vorprojekt	2025
6. Bassecourt-Mühleberg	• Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt • Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit	PGV BFE	2025 ab Ende 2019 technisch bereit für prov. Umstellung im Bedarfsfall auf 380 kV gemäss ursprünglicher Bewilligung der Leitung
7. Magadino	• 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	2024
8. Génissiat-Foretaille	• Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km • Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	• Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV • Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz	Vorprojekt	2030

¹⁶ Stand 17. Oktober 2018

¹⁷ Gemäss Planung Swissgrid

Anschluss Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	• Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz • Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swiss-grid • Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 Realisierung/teilweise in Betrieb	2017-2019
---	---	---	-----------

Abbildung 12: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 17.10.2018)

Für die oben aufgelisteten Netzevorhaben ist in *Abbildung 13* die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schleifen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einem Entscheid des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einem Gerichtsentscheid bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden. Die Abbildung entspricht der Ausgangslage, wie sie sich nach bisherigem Recht präsentiert. Sie lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten, weil die entsprechende Gesetzgebung voraussichtlich erst Mitte 2019 vollständig in Kraft treten wird. Die neuen Bestimmungen zielen auf eine Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren ab.

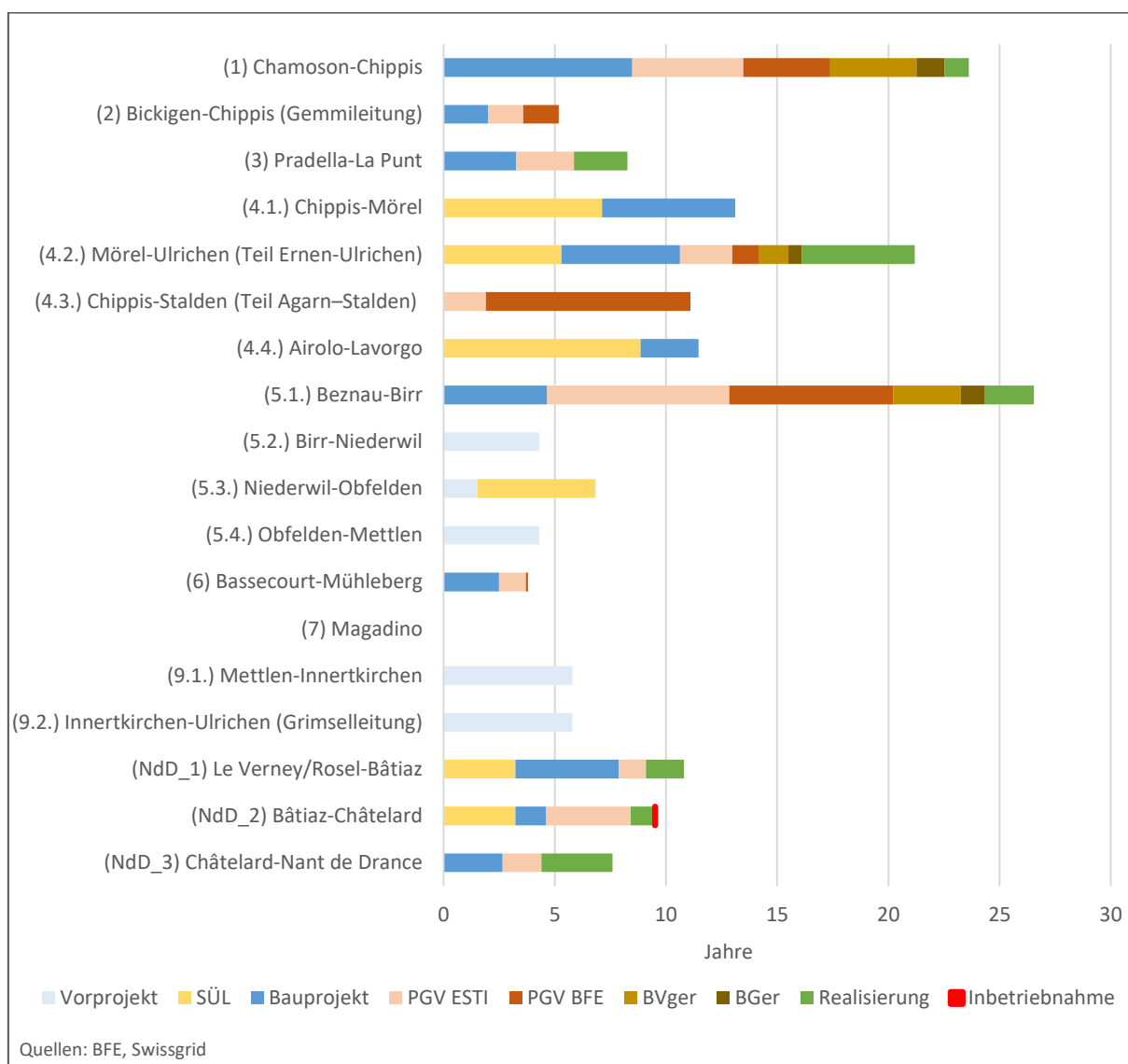


Abbildung 13: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 17. Oktober 2018 in Jahren¹⁸

Kurzbeschreibung der einzelnen Netzevorhaben (Stand: 17. Oktober 2018):

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

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

2015. Seither bereitet Swissgrid den Bau der neuen Freileitung vor. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018. Gegen das Projekt gibt es nach wie vor starken Widerstand in der Bevölkerung. Zwei ehemalige Beschwerdeführer haben je ein Revisionsbegehren und ein Gesuch um Anordnung der aufschiebenden Wirkung beim Bundesgericht eingereicht, dieses hat die beiden Gesuche um aufschiebende Wirkung indes im Oktober 2018 abgelehnt. Der Entscheid über die Revisionsgesuche ist noch offen. Die Inbetriebnahme der Leitung ist für 2021 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 2021 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 2021 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis-Lavorgo

Das Netzvorhaben Chippis-Lavorgo besteht aus mehreren Teilprojekten: Der Neubau der Leitung *Chippis-Mörel* (4.1.) durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befindet sich seit rund sechs Jahren im Bauprojekt. Der Neubau der Leitung *Mörel-Ulrichen* (4.2.) durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; zwischen Ernen und Ulrichen sind die Bauarbeiten für die neue Leitung plangemäss im Gange; im Teilabschnitt Mörel-Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE hat mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante genehmigt und sämtliche Einsprachen abgewiesen. Gegen diesen Entscheid sind Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht eingegangen, welche nach wie vor hängig sind. Für den Strangnachzug der Leitung *Chippis-Stalden* (4.3.) ist das Plangenehmigungsgesuch für den Abschnitt Agarn-Stalden beim BFE in Bearbeitung (altrechtliches Verfahren, es wurde kein SÜL-Verfahren durchgeführt). Für den Abschnitt Chippis-Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) jedoch festgesetzt, dass dieser Abschnitt der Leitung parallel im Planungskorridor für die Rhonetalleitung geführt werden muss. Derzeit wird das Bauprojekt ausgearbeitet. Der Neubau der Leitung *Airolo-Lavorgo* (4.4.) durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befindet sich seit gut zweieinhalb Jahren im Bauprojekt. Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis-Lavorgo ist weiterhin für das Jahr 2024 geplant.

5. Beznau-Mettlen

Das Netzvorhaben Beznau-Mettlen besteht aus mehreren Teilprojekten: Die Leitung *Beznau-Birr* (5.1.) 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. Der Leitungsabschnitt *Birr-Niederwil* (5.2.) befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt. Das gleiche gilt für den Teilabschnitt *Obfelden-Mettlen* (5.4.). Die Spannungserhöhung *Niederwil-*

Obfelden (5.3.) 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. Die Inbetriebnahme des gesamten Netzes von Beznau-Mettlen ist für 2025 vorgesehen.

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 sind mehrere Einsprachen eingegangen. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE. In Abhängigkeit der Fortschritte des laufenden Verfahrens ist die Inbetriebnahme der Leitung für das Jahr 2025 vorgesehen. Die technischen Voraussetzungen für einen möglichen Betrieb mit 380 kV in den Unterwerken Bassecourt (380-kV-Felderweiterung) und Mühleberg (neuer 380-/220-kV-Kuppeltransformator) sollen bis 2019 geschaffen werden.

7. Magadino

Das Vorhaben ist noch in einer frühen Planungsphase und liegt erst als Projektidee vor. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2024 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

Das Vorhaben mit den Teilabschnitten *Mettlen-Innertkirchen* (9.1.) und *Innertkirchen-Ulrichen* (9.2., *Grimseleleitung*) befindet sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt zur Vorbereitung des SÜL-Verfahrens. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 für 2025 geplant, aktuell ist sie für 2030 vorgesehen.

Anschluss Nant de Drance

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). 2016 gingen die beiden Teilprojekte in die Realisierung; 2017 konnte die Freileitung *Châtelard-La Bâtiaz* fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Das dritte Teilprojekt ist seit Juli 2015 ebenfalls im Bau, nach relativ zügigen Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Inbetriebnahme respektive der Gesamtanschluss von Nant de Drance ist schrittweise ab 2018 geplant.

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2018, Swissgrid 2015).

Erdverlegung von Leitungen

Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien¹⁹ entschieden werden. Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann derweil dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem wird in der Regel die Landschaftsqualität verbessert. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze), das voraussichtlich im zweiten Quartal 2019 in Kraft gesetzt wird, 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.

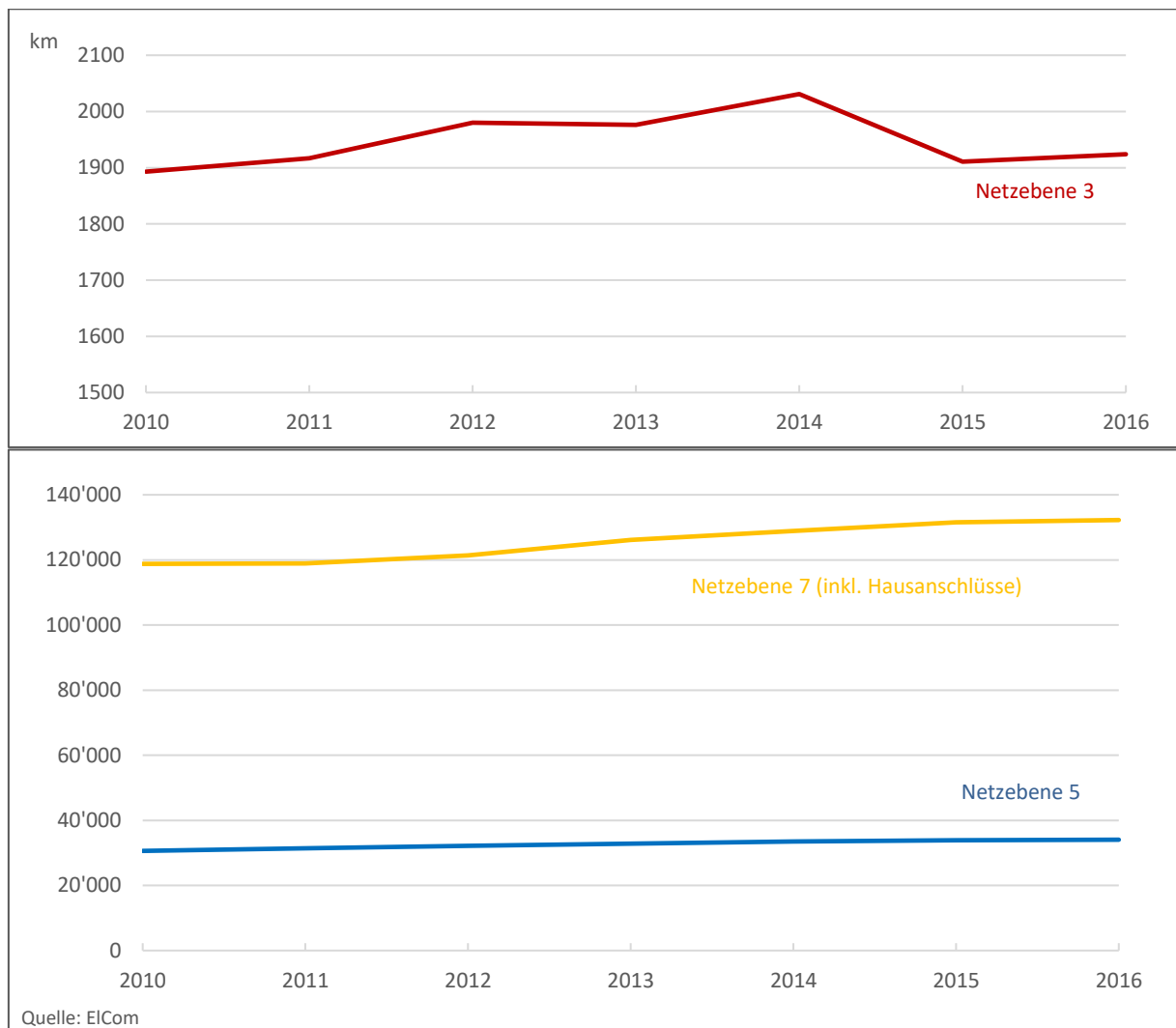


Abbildung 14: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 14* 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.

¹⁹ vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: www.bfe.admin.ch.
28/84

rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigt sich zwischen 2014 und 2015 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe sind vorerst unklar. Die drei Verteilnetzebenen haben eine Gesamtlänge von rund 196'639 Kilometern (inkl. Hausanschlüsse), wovon knapp 86 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6629 Kilometern aufweist (Quelle: ECom, 2018a).

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

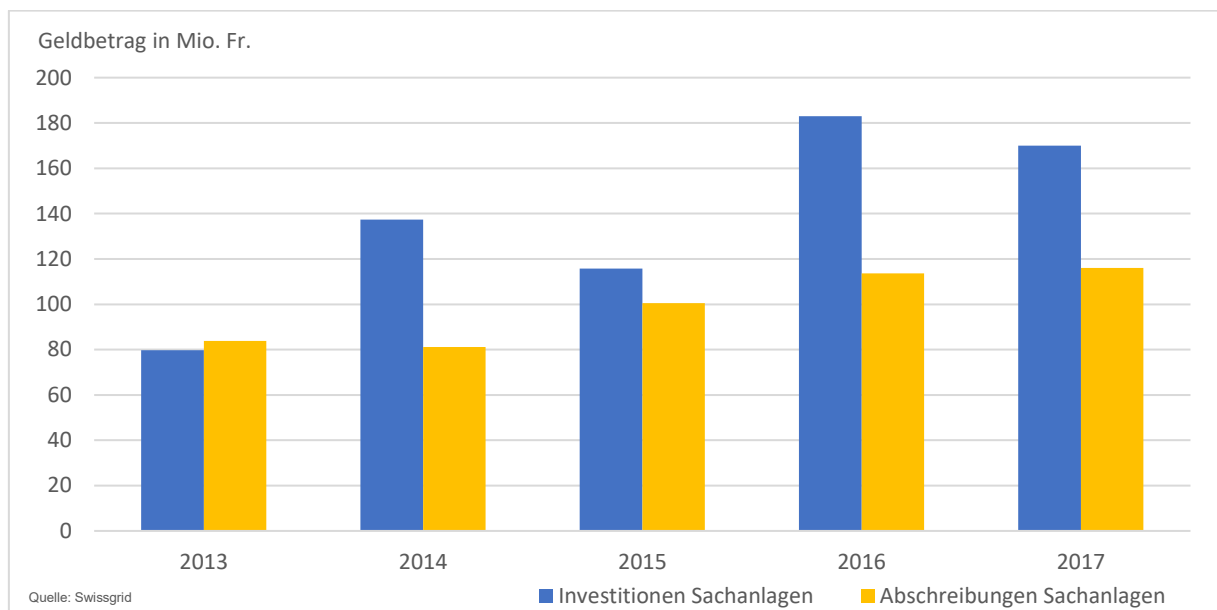


Abbildung 15: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 15 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2013 und 2017 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 Mio. und 180 Mio. Franken. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 84 Mio. bis 116 Mio. Franken pro Jahr. 2013 bis 2016 sind die Investitionen gestiegen, 2017 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängen teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte verzögert werden wegen Einsprachen oder 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 und Abschreibungen in Netzanlagen auch Investitionen in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten. Im Rahmen der Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen von rund 180 Mio. Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen (Quelle: ECom, 2018b).

Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen

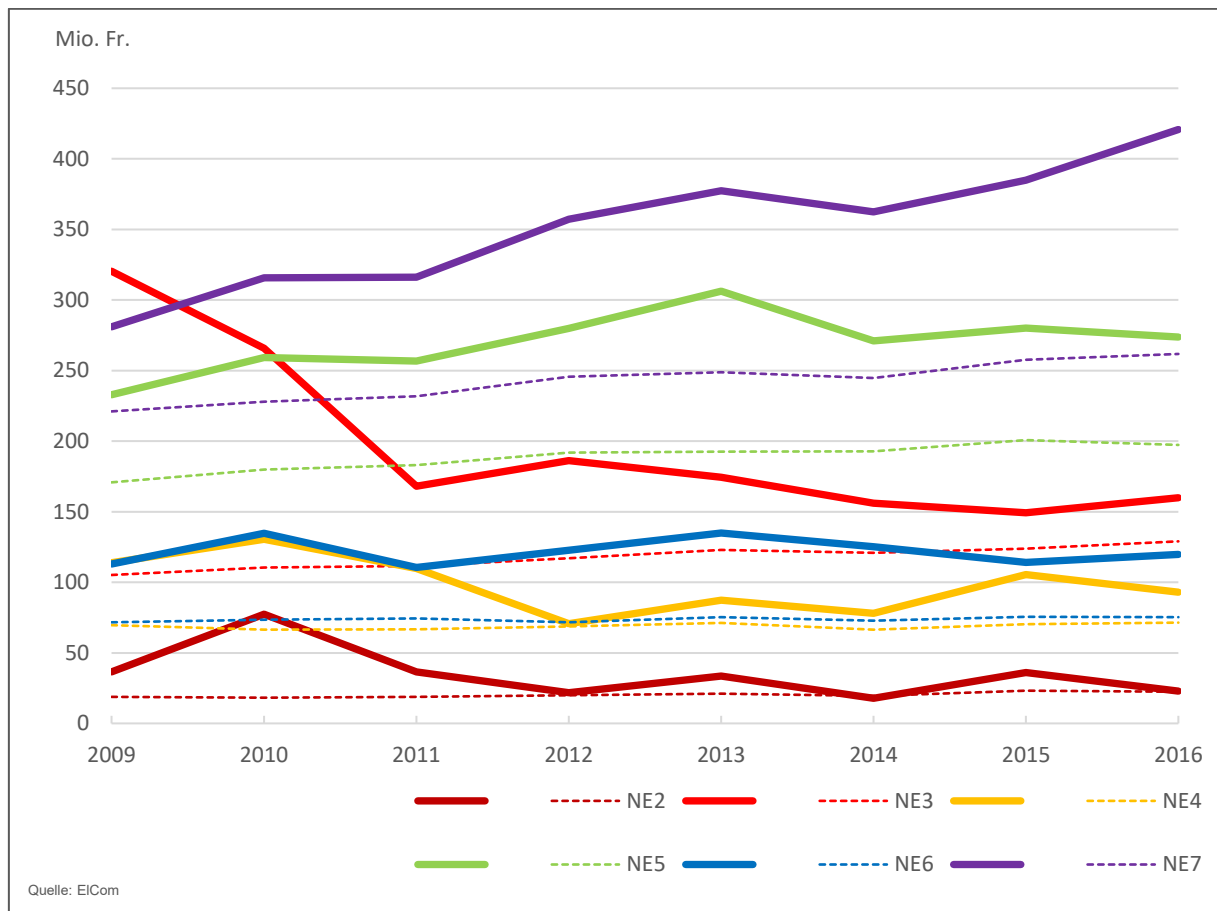


Abbildung 16: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 16 zeigt, dass die Investitionen (nominal) in die Netzebenen 7 und 5 tendenziell gestiegen und in die Netzebenen 3 und 4 gesunken sind, während die Netzebenen 6 und 2 relativ konstante Werte aufweisen. Bei den Abschreibungen ist ein Anstieg in den Netzebenen 3, 5 und 7 zu beobachten, während die anderen Netzebenen in etwa konstant geblieben sind; die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene unter den Investitionen. Dies ist auch bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen der Fall: Im Zeitraum 2009 bis 2016 investierten die Netzbetreiber im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Bei Abschreibungen von durchschnittlich knapp 0,9 Mrd. Franken pro Jahr resultiert regelmässig ein Investitionsüberschuss von mehr als einer halben Milliarde Franken. 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 EICom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quelle: EICom, 2018b).

Themenfeld Versorgungssicherheit

Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bisher hohe Energieversorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Bei der Beurteilung der Energieversorgungssicherheit liegt der Fokus des Monitorings auf den für die Schweiz mengenmässig bedeutendsten Energieträgern Strom, Erdöl und Erdgas. Aus einer energieübergreifenden Perspektive beobachtet das Monitoring mit der Gliederung der Energieträger (Diversifizierung) und der Auslandabhängigkeit Indikatoren, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen. Diese 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, Energieinfrastrukturen und die Energiepreise. Diese Aspekte werden in den entsprechenden Themenfeldern behandelt.

Energieübergreifende Sicht

Diversifizierung der Energieversorgung

Die Diversifizierung der Energieversorgung spielt eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Ein ausgewogener Energiemix reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und verringert dadurch die Verletzlichkeit des Gesamtsystems durch vollständige oder partielle Versorgungsunterbrüche. 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 Energieträgern. Jährliche Schwankungen können auch durch die Witterung oder die Wirtschaftslage bedingt sein und/oder darauf hinweisen, dass die Energieträger gut substituiert werden können. Ein Überblick über den Energiemix bezogen auf den Endenergieverbrauch seit dem Jahr 2000 in der Schweiz ist in *Abbildung 17* gegeben (Quelle: BFE, 2018a).

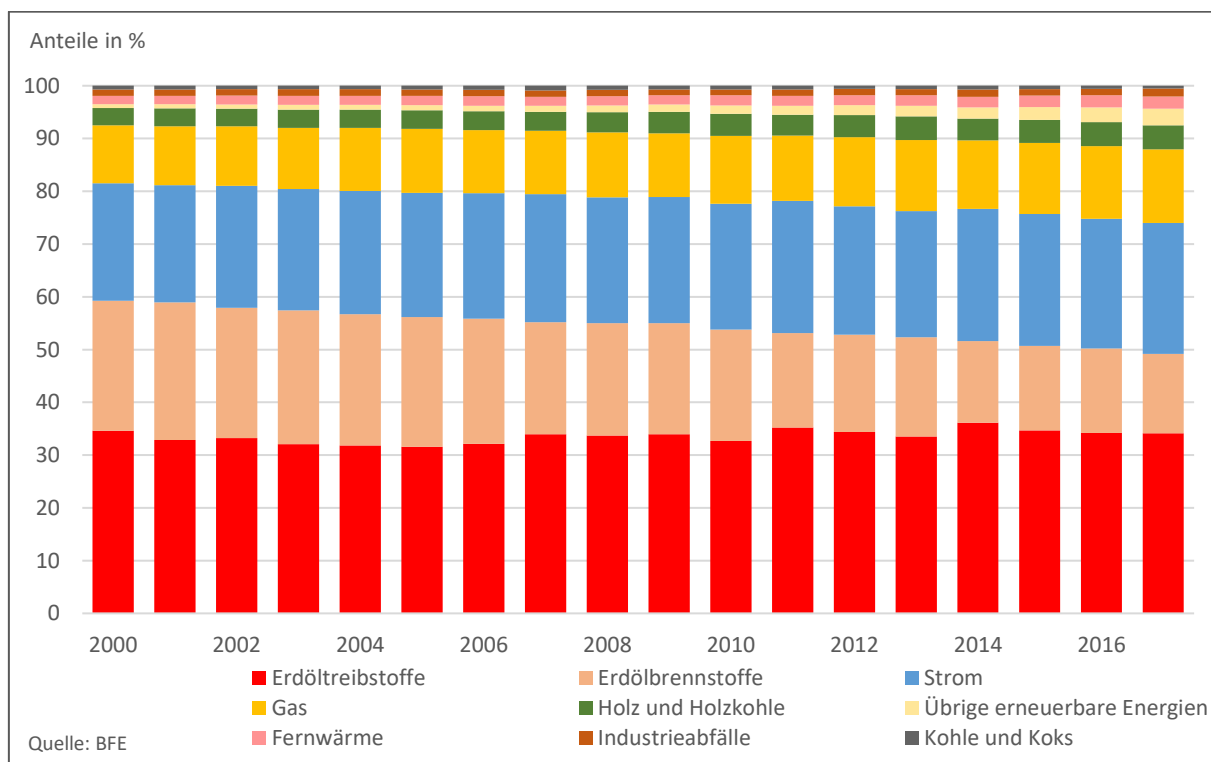


Abbildung 17: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 17 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2017 rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 14 Prozent. Seit dem Jahr 2000 sind die Anteile im Energiemix relativ stabil geblieben. Einige Verschiebungen sind dennoch zu verzeichnen: So ging der Anteil der Erdölprodukte zwischen 2000 und 2017 um 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+3%), Strom (+2,5%), Holz und Holzkohle (+1,3%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,4%) und Fernwärme (+0,8%). Diese Entwicklung zeigt eine tendenziell breitere Diversifizierung der Energieträger und eine etwas geringere Abhängigkeit von fossilen Energien; beide Faktoren tragen zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz bei.

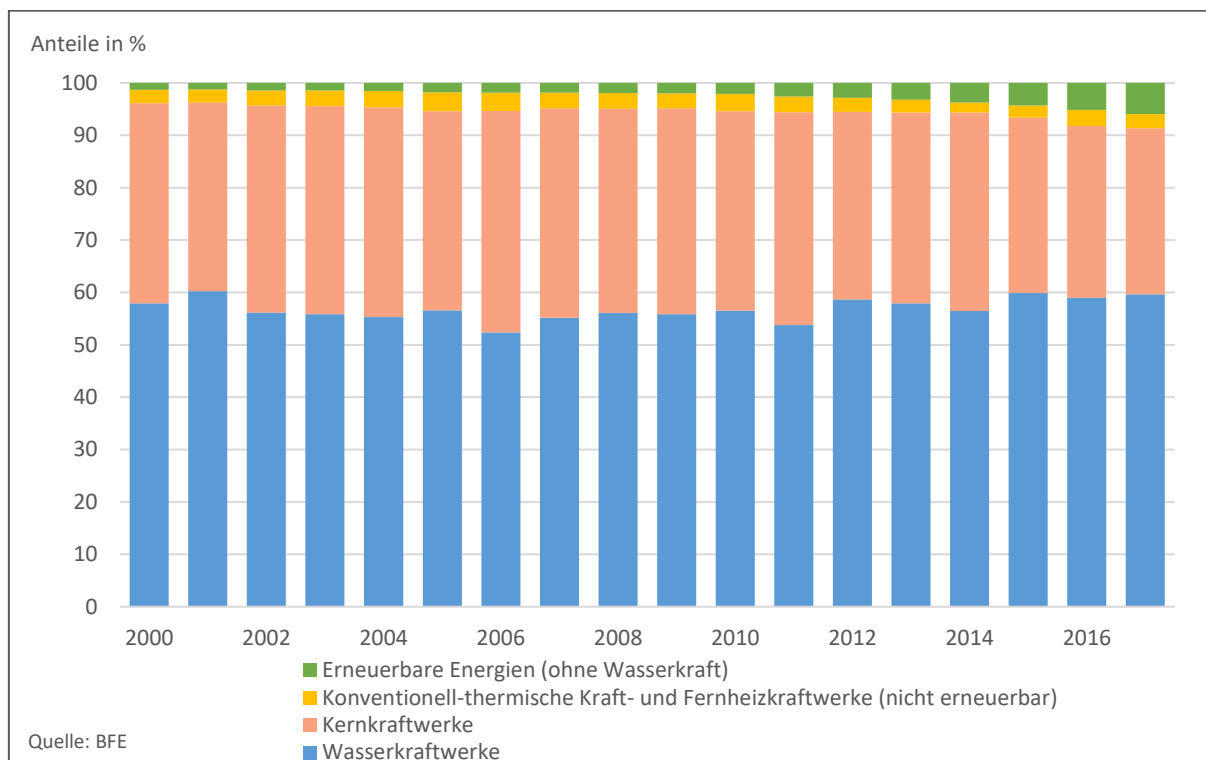


Abbildung 18: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Energieträgern ist in *Abbildung 18* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 60%) und Kernkraftwerken (rund 32%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2014 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Seit 2015 ging der Anteil von Kernkraftwerken etwas zurück zugunsten der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien, welche kontinuierlich zunehmen (2017: rund 6%). Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung, wohingegen die nicht erneuerbare Produktion aus konventionell-thermischen Kraftwerken stabil bleibt (2017: rund 3%). Der Schweizer Stromproduktionsmix (hoher Anteil an verlässlicher Wasserkraft, langfristige Lagermöglichkeit von Kernbrennstoffen, 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, 2018a+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 derweil 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 Kernbrennstoffen²⁰) 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.

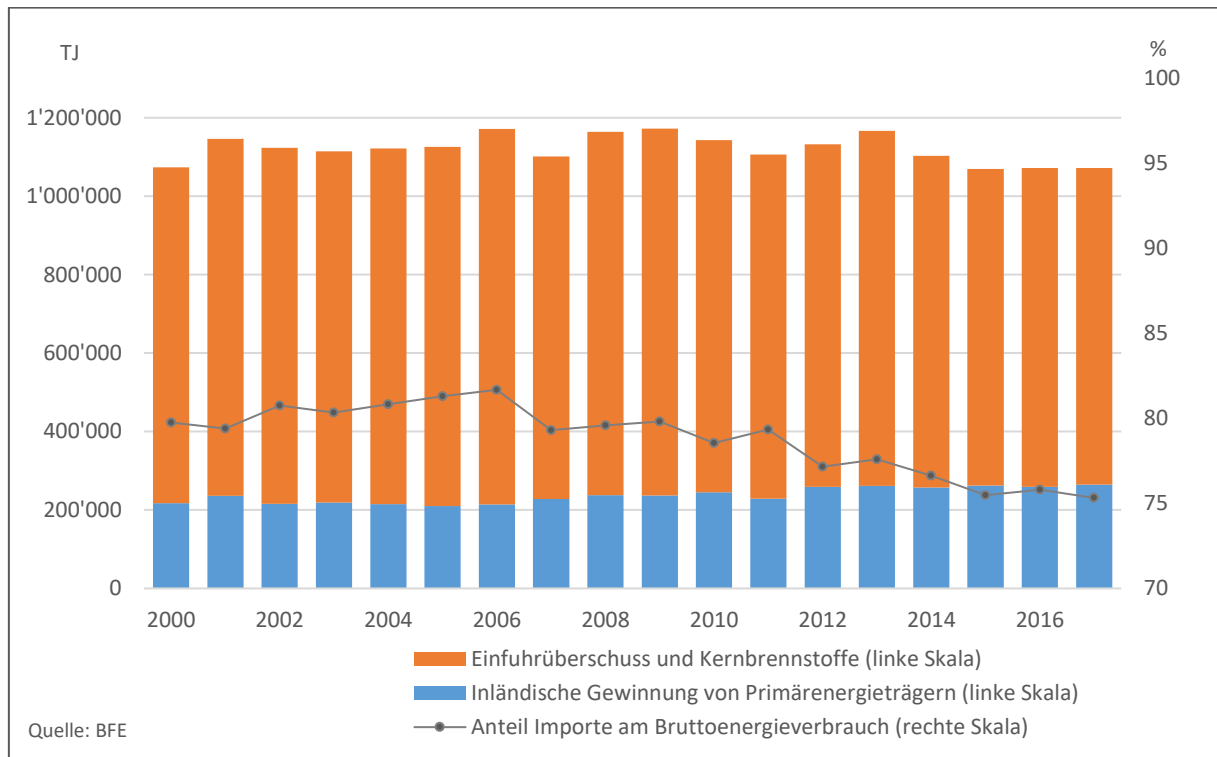


Abbildung 19: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 19 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen eher gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Die Bruttoimporte setzen sich dabei namentlich aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen, also aus nicht erneuerbaren Quellen. Wichtigste inländische Energiequelle bleibt die Wasserkraft, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Wie die schwarze 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: 2017 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 75,3 Prozent (2016: 75,8%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen. Beim **Öl** ist die Schweiz vollständig von Importen abhängig.

²⁰ Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

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 Auslandsabhängigkeit geprägt. 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 aus dem Ausland angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel „Stromversorgungssicherheit“ betrachtet (Quellen: BFE, 2018a / BFS/BAFU/ARE, 2018).

Stromversorgungssicherheit

Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 erhält die Stromversorgungssicherheit der Schweiz eine besondere Bedeutung. Das Monitoring der Energiestrategie 2050 verweist dabei in erster Linie auf aktuelle Studien zur systemischen Analyse der Stromversorgungssicherheit (System Adequacy) von BFE, EICom, dem Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und dem Pentalateralen Energieforum. Ergänzend stellt das Monitoring ausgewählte Indikatoren des Berichts „Stromversorgungssicherheit der Schweiz“ der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EICom) und weiteren Quellen dar. Die Stromversorgungssicherheit hat schliesslich einen engen Bezug zum Themenfeld „Netzentwicklung“, welches weitere Indikatoren aufführt.

System Adequacy

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die Stromnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zudem auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Eine enge internationale Abstimmung ist aus Sicht der Versorgungssicherheit unerlässlich. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtung der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ganzheitliche periodische Analysen zur so genannten „System Adequacy“. Dabei handelt es sich um einen neuen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. Eine Ende 2017 publizierte Analyse der ETH Zürich und der Universität Basel im Auftrag des BFE untersuchte die zukünftige Stromversorgungssituation der Schweiz unter Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien zu Wetter, Kraftwerkspark, Nachfrage, und Stromnetzinfrastruktur umfassend. Die Ergebnisse zeigen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz bis 2035 als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls die Wichtigkeit des zeitgerechten Ausbaus des Übertragungsnetzes. Im Hinblick auf die Beurteilung von kurz- und mittelfristigen Risiken hat die EICom parallel zu den vom BFE betrachteten Szenarien Berechnungen zur System Adequacy für das Jahr 2025 durchgeführt, welche nicht auf einem abgeschlossenen Stromabkommen mit der EU basieren. Gemäss dem Ende Mai 2018 publizierten Bericht ist für ein wahrscheinliches Szenario für das Jahr 2025 die Versorgung der Schweiz gewährleistet. Dies auch unter Berücksichtigung von einzelnen Stressoren. Deutlich angespannter wird die Situation gemäss den Berechnungen in Stressszenarien, beispielsweise, wenn der Import an den Grenzen nur eingeschränkt verfügbar ist, der französische Kraftwerkspark nur eingeschränkt verfügbar ist und zusätzlich die beiden grossen Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen ausser Betrieb sind. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Szenario ist gemäss Studie jedoch gering. Konsistent mit den Studien von BFE und EICom ist der im Oktober 2018 publizierte Mid-term Adequacy Forecast des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), welcher den Zeithorizont 2020 und 2025 untersuchte. Die Einschätzung zur mittelfristigen Versorgungssituation wird weiter durch einen Anfang 2018 publizierten Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen Energieforums ergänzt. Dieser untersuchte auch die mittel-

fristige (d.h. für 2023/24) Stromversorgungssicherheit für die Region Zentral-West-Europa. In den erwähnten Zeiträumen zeigten sich insbesondere für die Schweiz auch in besonders anspruchsvollen Szenarien keine nennenswerten Probleme bei der Versorgung (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2017 / EICom, 2018e / ENTSO-E, 2018 / PLEF SG2, 2018).

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 2017 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.

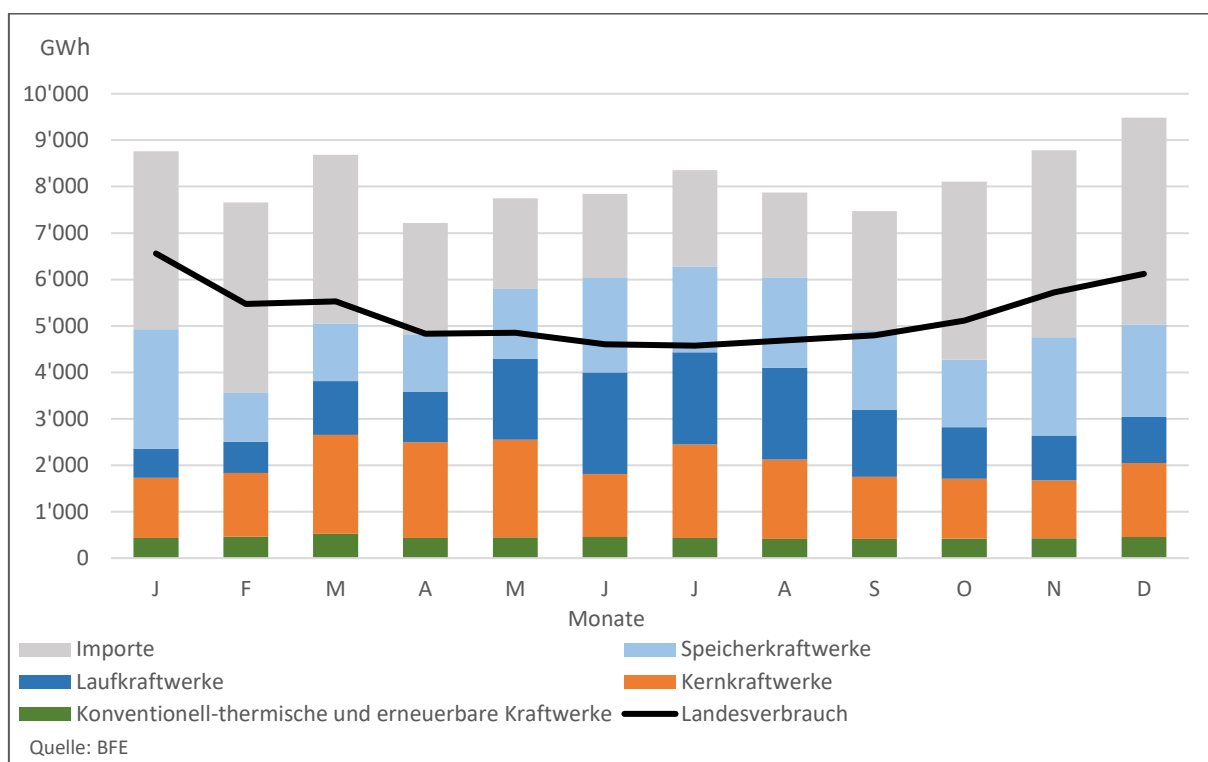


Abbildung 20: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2017

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 20*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2017 war diese Situation im Januar und Februar ausgeprägter, weil es bei den Kernkraftwerken längerfristige Ausfälle (Beznau I, Leibstadt) gab. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie dürfte der Bedarf nach Stromimporten im Winterhalbjahr in der Tendenz zunehmen. Die Schweiz ist indes sehr gut in das europäische Stromnetz eingebunden und verfügt über grosse Netzkapazitäten an den Grenzen zu den Nachbarländern (vgl. *Indikator Importkapazität*). Die 2017 im Auftrag des BFE erstellte System-Adequacy-Studie zeigt, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz bis 2035 als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist (vgl. *Indikator System Adequacy*). Im Weiteren sieht die Energiestrategie 2050 vor, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Wasserkraft auszubauen und den Stromverbrauch zu reduzieren. Zur Absicherung gegen nicht vorhersehbare Extremereignisse schlägt der Bundesrat im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes zudem eine Speicherreserve vor (Quellen: BFE, 2018c / Bundesrat, 2018c).

Importkapazität

Aufgrund der zentralen Lage inmitten von Europa ist die Schweiz bestens an die Übertragungsnetze der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien angebunden. Durch die grenzüberschreitenden Leitungen besteht für die Schweiz somit die Möglichkeit, einen Teil der Stromversorgung mittels Stromimporten zu 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.

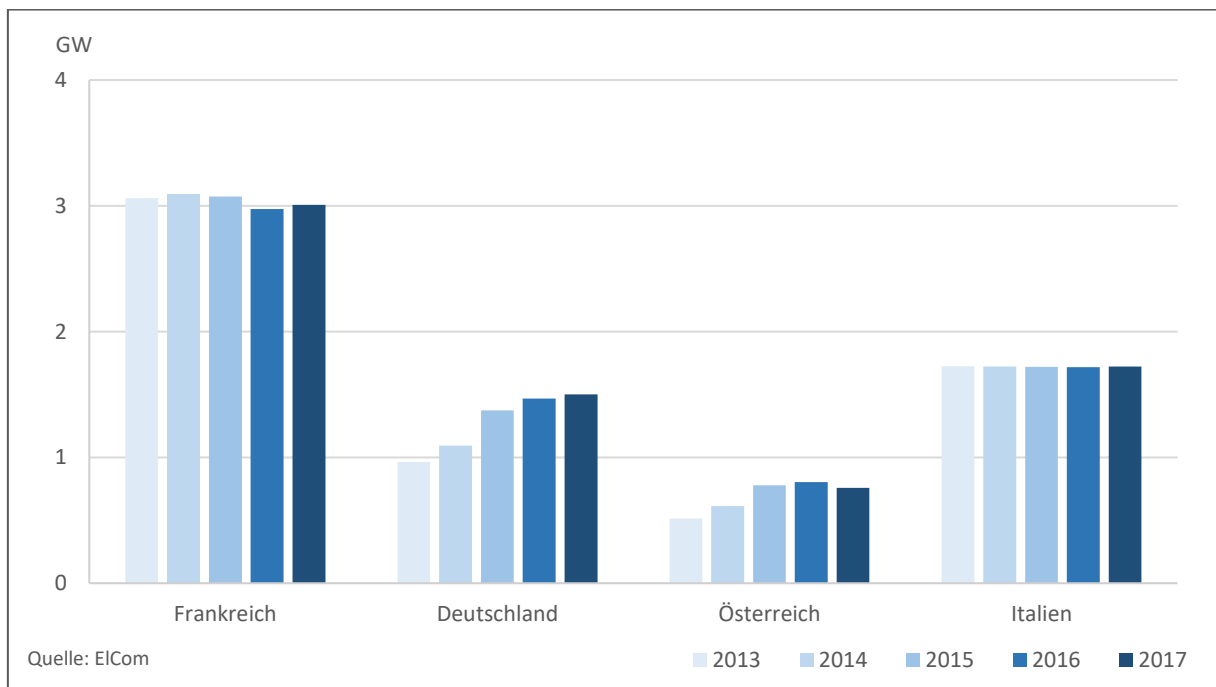


Abbildung 21: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

Abbildung 21 zeigt die Importkapazität an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Die Importkapazitäten an den einzelnen Landesgrenzen blieben zwischen 2013 und 2017 für Italien relativ stabil. Der Anstieg in den Jahren 2014 und 2015 an der Grenze zu Deutschland und Österreich war einerseits auf eine Verschiebung bzw. einen Neubau eines 380/220 kV-Transformators (Bassecourt bzw. Bickigen) zurückzuführen (physische Kapazitätserweiterungen). Andererseits konnte Swissgrid die Importkapazität an der deutschen und österreichischen Grenze im Winter 2015 aufgrund von neuen Planungs- und Prognosesystemen optimieren. Für Frankreich blieben die Importkapazitäten zwischen 2013 und 2017 relativ stabil (Quelle: ElCom, 2018a).

Leistungsreserven

Zur Deckung des inländischen Leistungsbedarfs, welcher im Jahresverlauf zwischen 5-11 Gigawatt variiert, stand im Jahr 2016 eine installierte Kraftwerksleistung von 20,8 Gigawatt und eine maximale Importkapazität von rund 6 Gigawatt gegenüber.

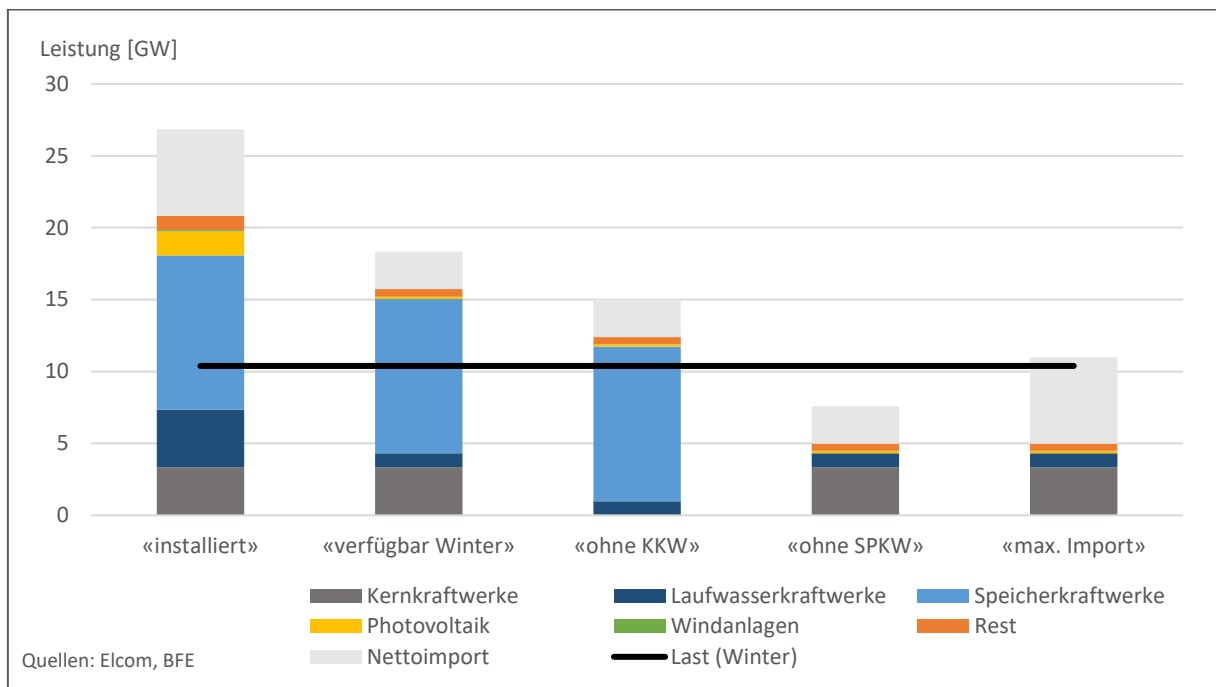


Abbildung 22: Leistungsreserven im Jahr 2016

Da die Aussagekraft der installierten Kraftwerksleistung beschränkt ist, zeigt *Abbildung 22* verschiedene Szenarien, die grundsätzlich eintreten und einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben könnten. Nicht mitberücksichtigt sind dabei Kraftwerksrevisionen, Leistungsabzüge für die Vorhaltung von Systemdienstleistungen oder Produktionseinschränkungen aufgrund von Netzengpässen.

- **Szenario «installiert»:** Die installierte Kraftwerksleistung inklusive der maximalen Importkapazität von rund 6 Gigawatt überstieg 2016 die winterliche Höchstlast theoretisch um den Faktor 2,5.
- **Szenario «verfügbar Winter 2016»:** Aufgrund des reduzierten Wasserdargebots können die Laufwasserkraftwerke im Februar nur etwa 25 Prozent der installierten Leistung zur Produktion einsetzen. Bei den Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird eine Einspeiseleistung von zehn Prozent der installierten Leistung angenommen. Anhand dieser Annahmen verbleibt auch mit diesem «verfügbaren Kraftwerkspark» inklusive einer durchschnittlichen Nettoimportkapazität von 2,6 Gigawatt Flexibilität, um die Höchstlast von rund 10,4 GW decken zu können.
- **Szenario «ohne KKW»:** Bei einem Ausfall aller Kernkraftwerke könnte die Stromversorgung leistungsmässig grundsätzlich für eine begrenzte Zeit durch die Wasserkraftwerke sichergestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die jährliche Laufzeit der Speicherkraftwerke beschränkt ist. In diesem Szenario würde sich der Importbedarf erhöhen, sollte die Stromversorgung über eine längere Zeit ohne Kernkraftwerke sichergestellt werden.
- **Szenario «ohne SPKW»:** Ohne Exporteinschränkungen aus der Schweiz hätte eine vorzeitige Entleerung der Speicherseen zur Folge, dass eine winterliche Höchstlast durch den verbleibenden Schweizer Kraftwerkspark und die durchschnittliche Nettoimportkapazität nicht gedeckt werden könnte. Dieses Szenario würde markttechnisch zu einem Preisniveau in der Schweiz führen, welches den Import maximiert, s. *nächstes Szenario «max. Import»*. Aus Sicht des BFE sind diese beiden Szenarien allerdings unwahrscheinlich.

(Quellen: ElCom, 2018b / BFE, 2018c / Bundesrat, 2018c).

Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Netzbetrieb 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.

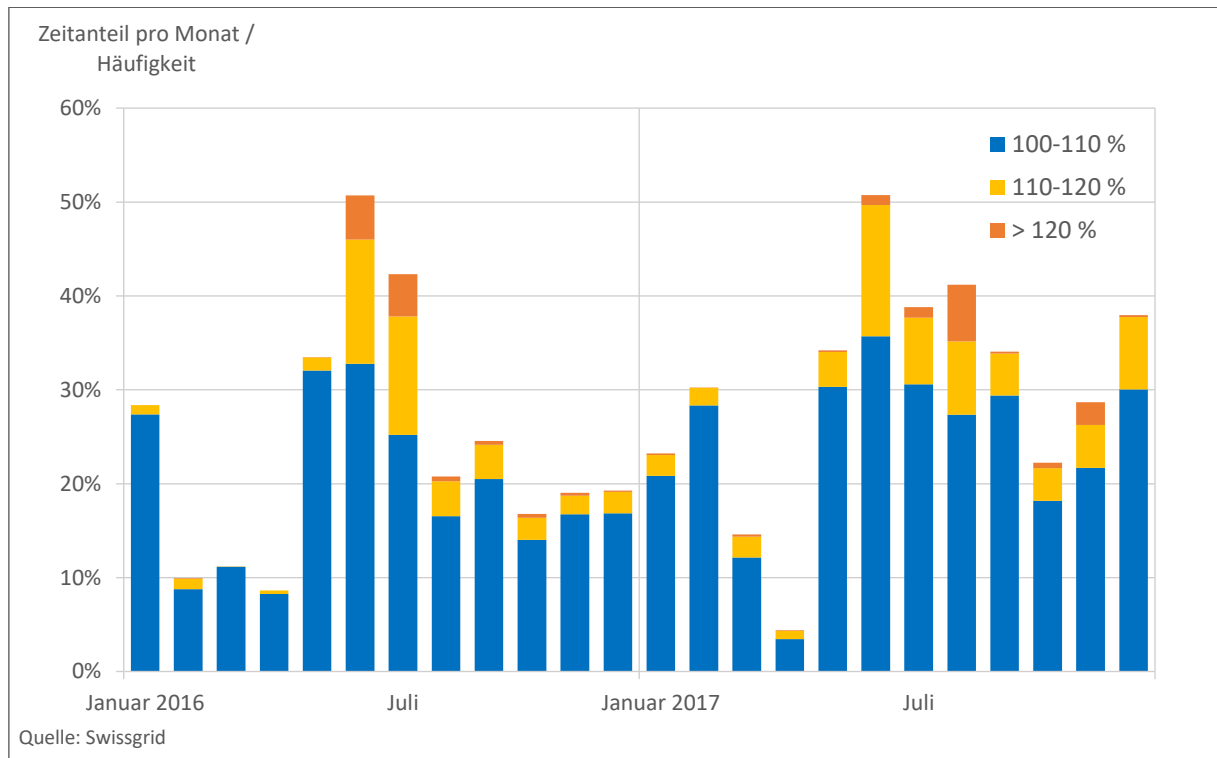


Abbildung 23: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Abbildung 23 zeigt die simulierte Netzbelastung im N-1-Fall seit 2016. Der maximale Belastungswert der verbleibenden Netzelemente bei einem potenziellen Ausfall fiel mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über denjenigen 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 aufgrund von Kraftwerksausfällen 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. Aktuell ist die Datenreihe jedoch noch zu kurz, um einen Trend abzuleiten (Quelle: ElCom, 2018b).

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), der die durchschnittliche Zeitdauer angibt, in der ein Endverbraucher infolge eines Unterbruchs in der Stromversorgung 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.

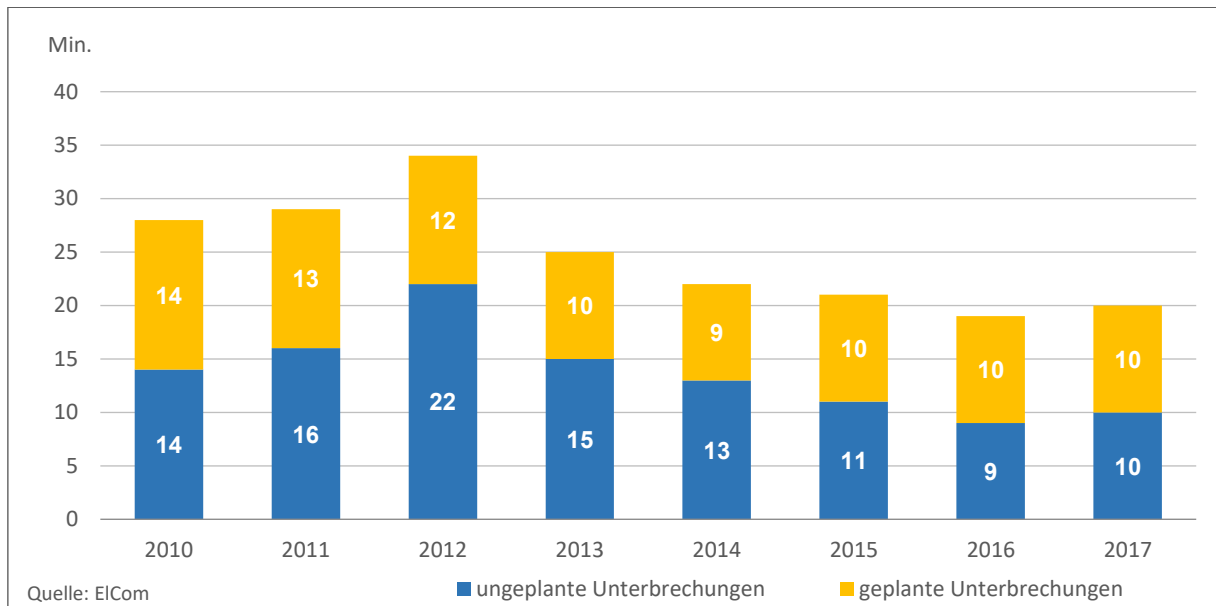


Abbildung 24: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2017 in der Schweiz gesamthaft 20 Minuten, wie *Abbildung 24* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine um eine Minute schlechtere Versorgungsqualität. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war gleich wie im Vorjahr und ergab einen Wert von zehn Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von ungeplanten Unterbrechungen erreichte im Jahr 2017 mit zehn Minuten einen tiefen Wert. Die Veränderung gegenüber 2016 ist marginal. In der Langzeitbetrachtung konnte über die vergangenen acht 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. Auch im Vergleich zu ihren Nachbarländern weist die Schweiz eine hohe Versorgungsqualität aus. Wie aus den offiziellen Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren („Council of European Energy Regulators, CEER) hervorgeht, liegt die Schweiz in Sachen durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher mit Deutschland auf Augenhöhe. Die Werte von Österreich, Frankreich und Italien liegen über den Werten der Schweiz (Quellen: ECom, 2018b+d).

Gasversorgungssicherheit

Die Schweiz ist gut ins europäische Gas-Fernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die Gasversorgungssicherheit der Schweiz 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. Seit 2013 wird die Schweiz ad hoc, aber regelmässig zu den Sitzungen der GCG eingeladen. 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 Bundesamt für Energie 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)²¹. 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 eine wichtiges Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar²². Durch die Umschaltung von Zweistoffanlagen kann bei Bedarf (z.B. im Falle einer Störung der Erdgasversorgung) eine bedeutende Reduktion des Erdgasverbrauchs innert kurzer Frist erreicht werden, um die Gasversorgung der übrigen Verbraucher²³ weiter zu gewährleisten. Wenn am Spotmarkt der umliegenden Länder anderweitig Gas beschafft und in die Schweiz eingeführt werden kann, können Umschaltungen teilweise oder vollständig vermieden werden. Für Zweistoffanlagen werden in der Schweiz Heizöl-Pflichtlager (s. Kasten S. 46) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.

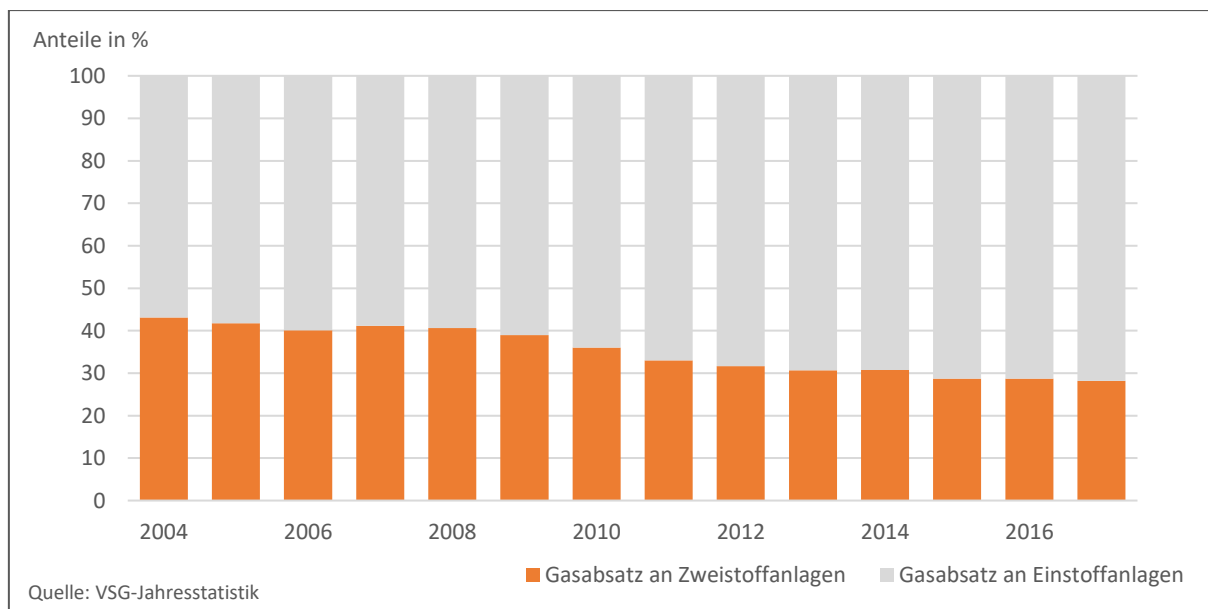


Abbildung 25: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

²¹ 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 Aktivitäten in diesem Bereich.

²² Umschaltbare Anlagen dienen auch der Erhöhung der Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung und ermöglichen Kostenoptimierungen. Zusätzlich werden solche Anlagen zur Optimierung der Netzstabilität genutzt.

²³ In der Schweiz gibt es keine Definition der geschützten Kunden gemäss Verordnung (EU) Nr. 2017/1938.

Derzeit können knapp dreissig 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 dann bereits gemäss vertraglicher Vereinbarung von Erdgas auf Heizöl umgeschaltet wurden. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich sehr hoch. Dieser Anteil hat in den letzten Jahren jedoch abgenommen, wie *Abbildung 25* zeigt. Damit die kurzfristige Versorgungssicherheit auch unter geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche derzeit weitere Massnahmen (Quelle: VSG, 2018).

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 Importpunktes 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)²⁴. 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 Importkapazität berechnet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das importierte Gas aufgrund der abgeschlossenen 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 verschoben, welches für den Export bestimmt ist.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) ²⁵	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	231% (130%)	322% (181%)

Abbildung 26: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)

Der N-1-Wert stellt den Anteil der Gasnachfrage dar, der von der verbleibenden Gasinfrastruktur gedeckt werden kann. Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 26* zeigt, war dies für die drei betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies einerseits für die „maximale“ Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) und

²⁴ 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 Risikobericht von 2014 ab.

²⁵ 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.

andererseits für die „maximale“ Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die jüngste berechnete Periode liegt der N-1-Wert deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griesspass im Oberwallis aus Italien zu importieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben²⁶. Berücksichtigt wurde in der jüngsten Berechnung zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene transeuropäische Erdgasleitung TENP I und demzufolge die Reduktion um etwa 50 Prozent der Exit-Kapazitäten in Wallbach (AG) an der Grenze zu Deutschland, da die deutschen Ausspeisekapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisekapazitäten sind. Eine Studie der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2015 zeigt, dass die Schweiz mit ihren N-1-Werten im europäischen Vergleich gut positioniert ist (Quellen: Rodríguez-Gómez N. et al, 2015 / Swissgas und VSG, 2018 / Berechnungen BFE).

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 Pipelineanschlüssen²⁷. 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.

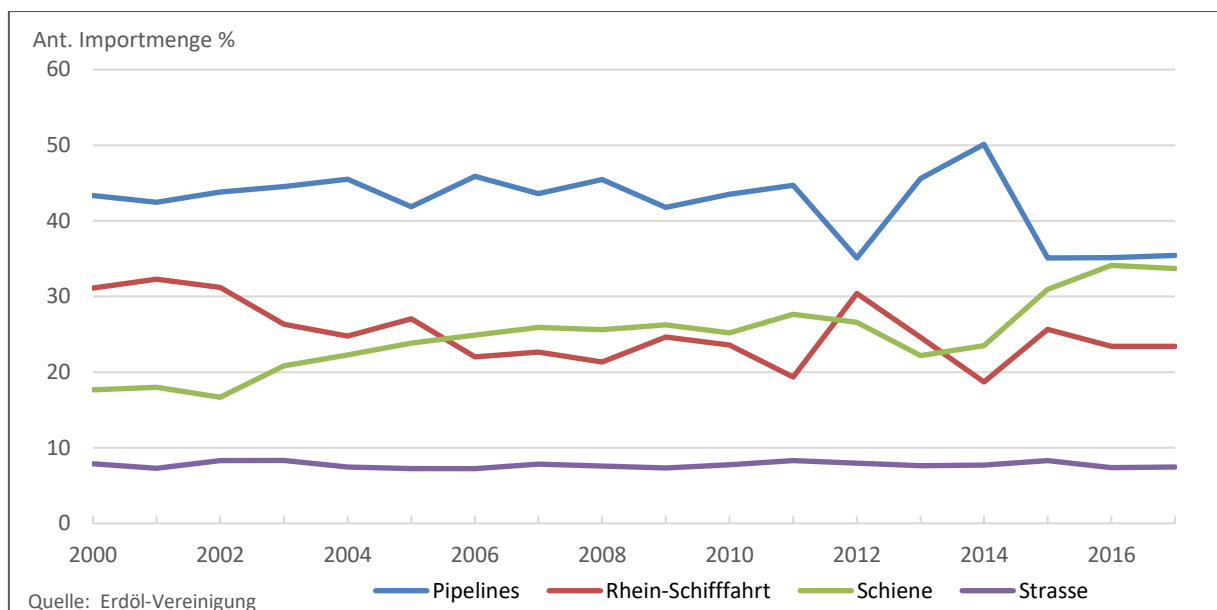


Abbildung 27: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

²⁶ Mit Reverse-Flow ist der Griesspass der grösste Importpunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden Wallbach.

²⁷ 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).

Abbildung 27 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 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. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2017 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 35,4%, Schiene 33,7%, Rheinschiffahrt 23,4% und Strasse rund 7,4% (Luft: vernachlässigbar). Die Transportmittel sind damit breit diversifiziert und teilweise substituierbar, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Mit den umfangreichen Pflichtlagern (s. *Kasten*) besteht hierzulande bei einer Versorgungsstörung zudem die Möglichkeit, den Verbrauch gewisser Mineralölprodukte während mind. 3 (Flugpetrol) bzw. 4,5 Monaten vollständig zu decken (Quelle: EV, 2018).

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 auf²⁸.

²⁸ 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.

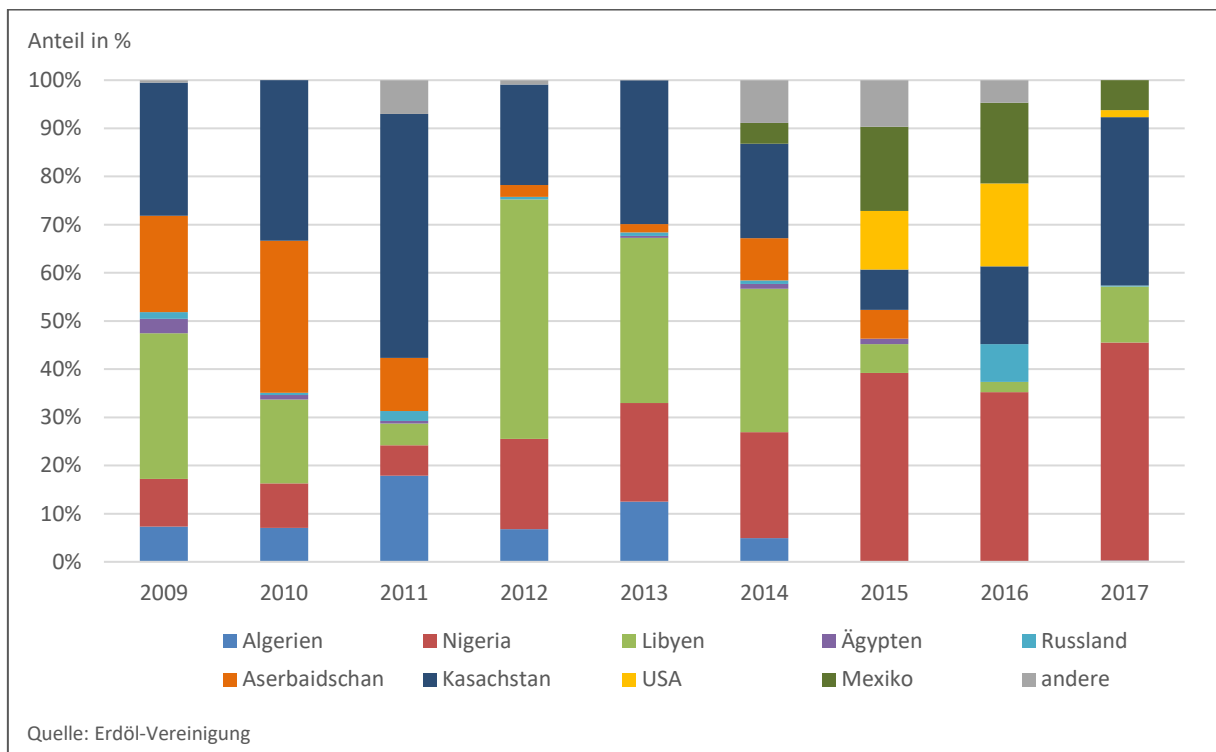


Abbildung 28: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

2017 stammte rund 57 Prozent des Rohöls aus Afrika, allein Nigeria hatte einen Anteil von rund 45 Prozent. Der Anteil von Kasachstan ist auf knapp 35 Prozent gestiegen. Erstmals seit 2010 sorgen damit zwei Länder für mehr als 80 Prozent der Rohölimporte. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio schwankten (vgl. *Abbildung 28*) 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. 2015 und 2016 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: EV, 2018).

Importe von Rohöl und Erdölprodukten

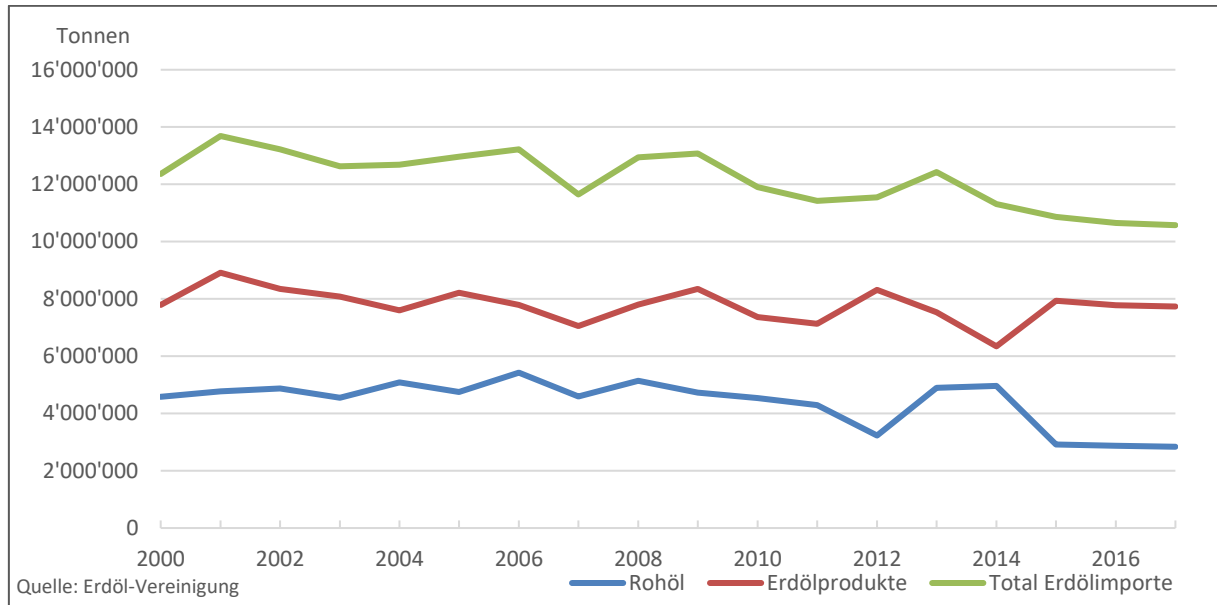


Abbildung 29: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 29* zeigt, sind seit 2000 die Erdölimporte insgesamt tendenziell gesunken (grüne Kurve). 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, der technologische Fortschritt sowie politische Massnahmen (Energieetikette für Personenwagen, CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. 2015 fiel zudem der Tanktourismus weg, nachdem die Nationalbank die Aufhebung des Schweizerfranken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. Dies verteuerte die Erdölprodukte auf dem Schweizer Markt im Vergleich zur Eurozone für ausländische Kunden, woraufhin Automobilisten der Nachbarländer kaum mehr Treibstoffe an schweizerischen Tankstellen kauften und Schweizer insbesondere Diesel vermehrt im Ausland tankten. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch (Anteil am Endverbrauch rund 50 Prozent, vgl. *Abbildung 17*). Die deutlichen Schwankungen 2009 und 2013 sind teilweise auch darauf zurückzuführen, dass Schweizer Konsumenten im Vorfeld der Erhöhungen der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen kurz vor dem erwarteten Preisanstieg ihre Heizöl-Einkäufe deutlich erhöhten. Der Rückgang der Importe im Jahr 2007 gründet vor allem auf die sehr hohen Heizölpreise und die warme Witterung. Bei der Betrachtung nach Rohöl und Produkten (rote und blaue Kurve) fällt insbesondere die Entwicklung in den Jahren 2012 und 2015 auf, wo beide Kurven divergieren. Dies, weil 2012 die Raffinerie Cressier (NE) ihre Produktion rund sechs Monate einstellen musste als Folge der Nachlassstundung des ehemaligen Eigentümers Petroplus sowie der Suche nach einem Käufer; dafür wurden mehr Produkte eingeführt. 2015 zeigt sich ein ähnliches Bild: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey (VS) im März führte zu einer über 40-prozentigen Abnahme bei den Rohölimporten und zu einer deutlichen Zunahme beim Import von Fertigprodukten. Ende Oktober musste zudem Cressier eine vorübergehende Produktionseinstellung vermelden wegen eines Lecks in einem Wärmetauscher. Auch hier ist die Versorgungssicherheit trotz Abhängigkeit vom Ausland gewährt, indem die Schweiz in einen gut funktionierenden 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 (2017 stammten 99,6 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Denn es müsste eine Zusatzmenge von Mineralölprodukte über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschifffahrt, Bahn, Strasse, Produktpipeline SAPPPO) importiert werden (vgl. *Indikator „Transportmittel“*). Beim Ausfall beider Raffinerien erwartet auch das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) kurzzeitige Kapazitätsengpässe im

Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere dann, wenn gleichzeitig die Produktpipeline SAP-PRO und/oder die Rheinschifffahrt 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*). Dies war 2015 der Fall: Die Transportkapazität des Rheins blieb infolge anhaltenden Niedrigwassers und auf der Schiene wegen starker Auslastung der Deutschen Bahn stark eingeschränkt; gleichzeitig hatte die Raffinerie Cressier vorübergehend ihre Produktion eingestellt. Um die lückenlose Versorgung sicherzustellen, ermächtigte die wirtschaftliche Landesversorgung die Erdölimporteure von Ende Oktober bis Anfang Dezember, auf eine kleine Menge ihrer Pflichtlager zurückzugreifen (Quelle: EV, 2018).

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 Raffinerien oder Pipelines über Störungen der Logistik- und Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)-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 potenziell eine wichtige Rolle zur Überbrückung von Importausfällen. Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung²⁹ ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

²⁹ 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 (Heizöl EL): 4,5 Monate.

Themenfeld Ausgaben und Preise

Bei einer nachhaltigen 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 Entscheides 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.

Endverbraucherausgaben für Energie

Die Endverbraucherausgaben für Energie erfassen all jene Ausgaben, die Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme tätigen. 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.

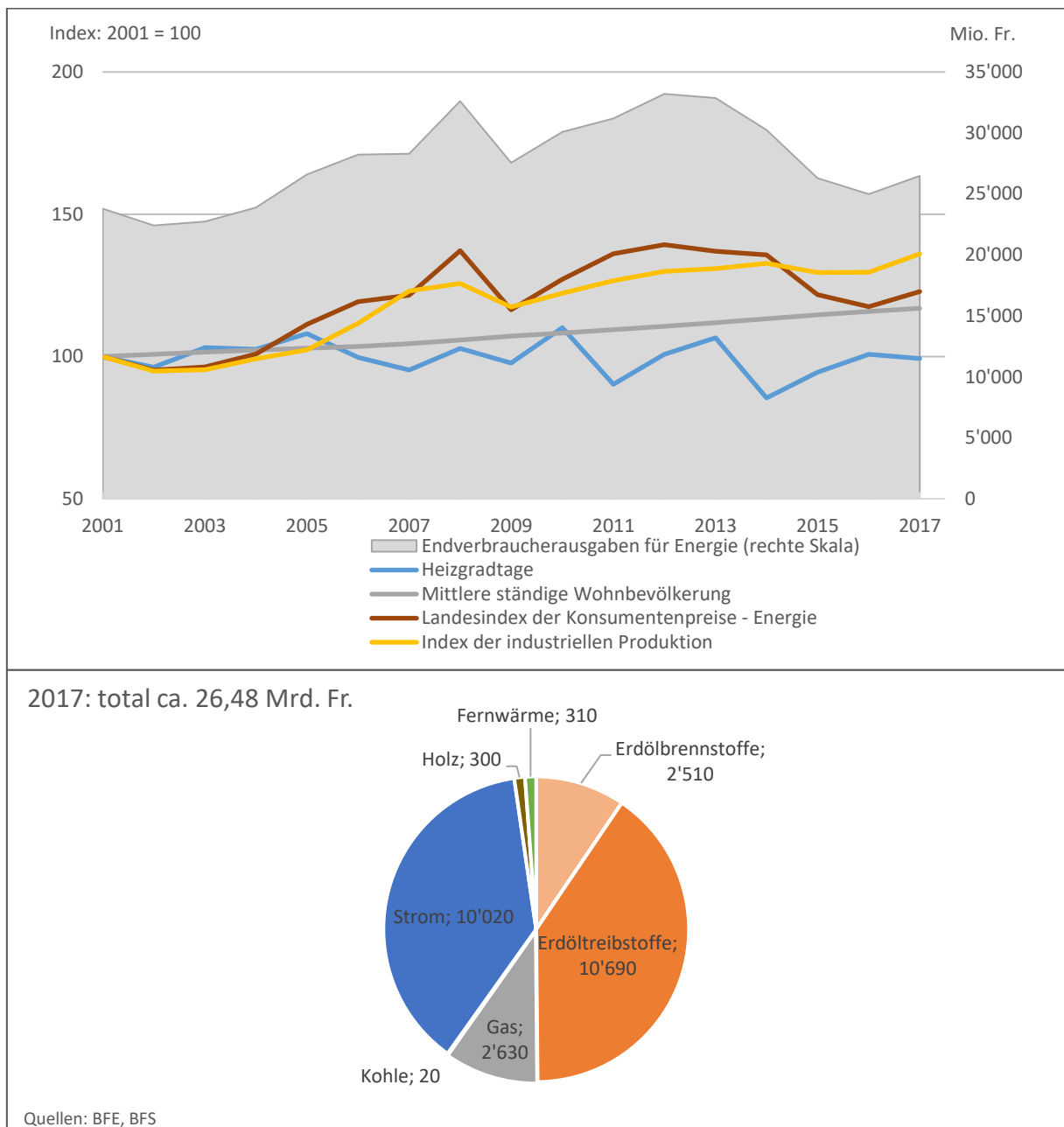


Abbildung 30: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträgern

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf knapp 26,5 Mrd. Franken im Jahr 2017 angestiegen sind. Knapp die Hälfte sind Ausgaben für Erdölprodukte, gut ein Drittel betrifft Strom, rund 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben. Zwischen 2001 und 2017 entspricht dies einer Zunahme von durchschnittlich 0,7 Prozent pro Jahr. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,9%), die Bevölkerung (jährlich 1,0%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,3%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang

auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Weiter ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucher Ausgaben 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. 2017 sind die Endverbraucher Ausgaben gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen, was durch eine leichte Preissteigerung erklärbar ist. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucher Ausgaben kann sich derweil eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 11: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2018a / BFS, 2018a).

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 fassen 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 wird. Für den einzelnen Stromkunden 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 handelbaren 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 kann³⁰. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit denjenigen ausgewählter Nachbarländer. Zur Einordnung der Stichprobe werden die Länder 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

³⁰ 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.

Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

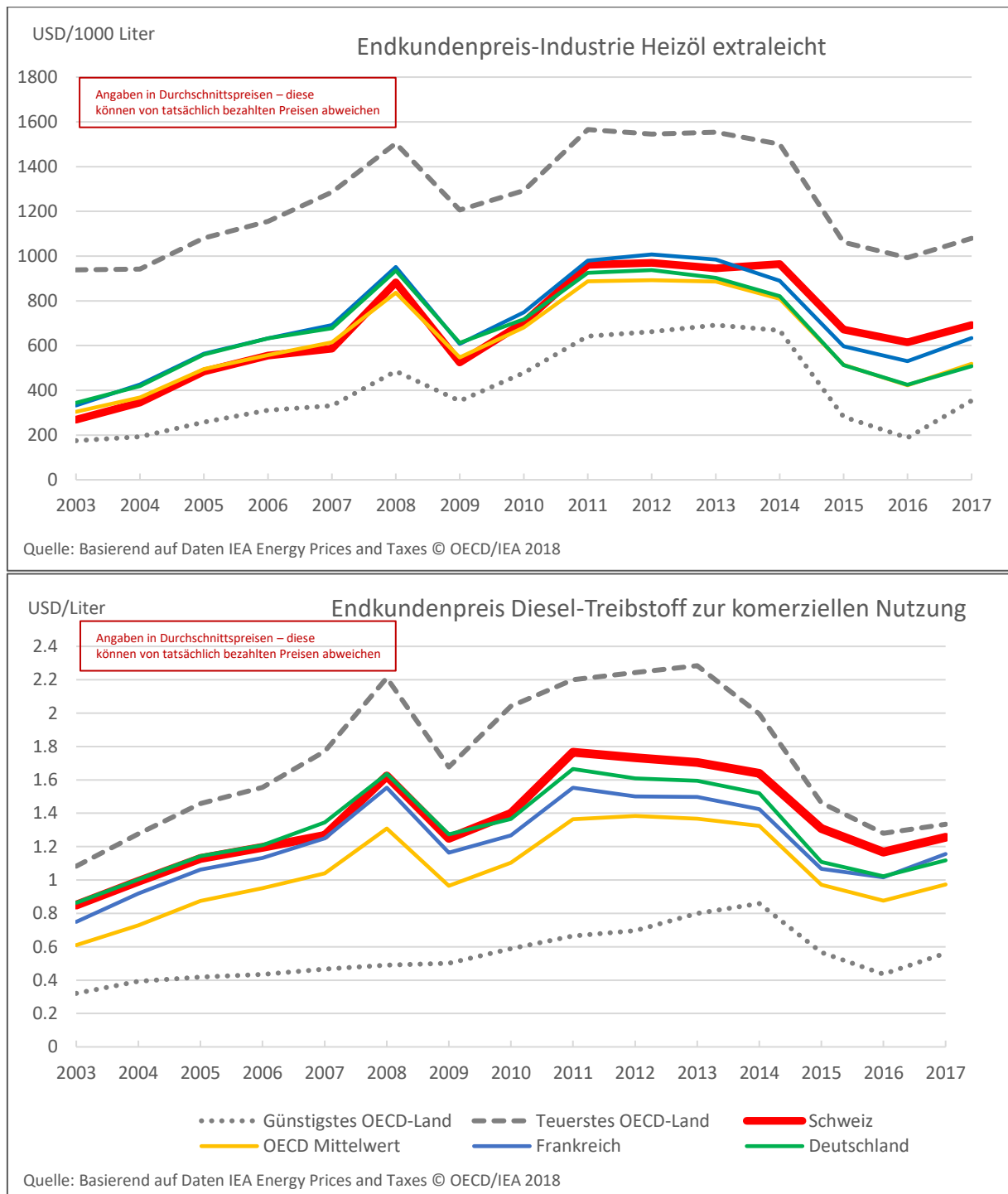


Abbildung 31: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

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 31*). Der Preis für Schweizer Heizöl befindet sich 2017 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sind in der OECD und der Schweiz leicht gestiegen. Eine mögliche Erklärung für den Anstieg der Schweizer Preise in den letzten Jahren im Verhältnis zu anderen Ländern könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von

12 auf 84 Franken pro Tonne CO₂ in den Jahren 2016 und 2017 liegen; die Erhöhung erfolgte, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden³¹. Das Preisniveau für Diesel ist in der Schweiz höher als in Frankreich, Deutschland oder durchschnittlich in der OECD. Das Bild dürfte für den Treibstoff Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird im Vergleich zu anderen Ländern. 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 näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2018a).

³¹ Per 1. Januar 2018 Erhöhung von 84 auf 96 Franken pro Tonne CO₂.
52/84

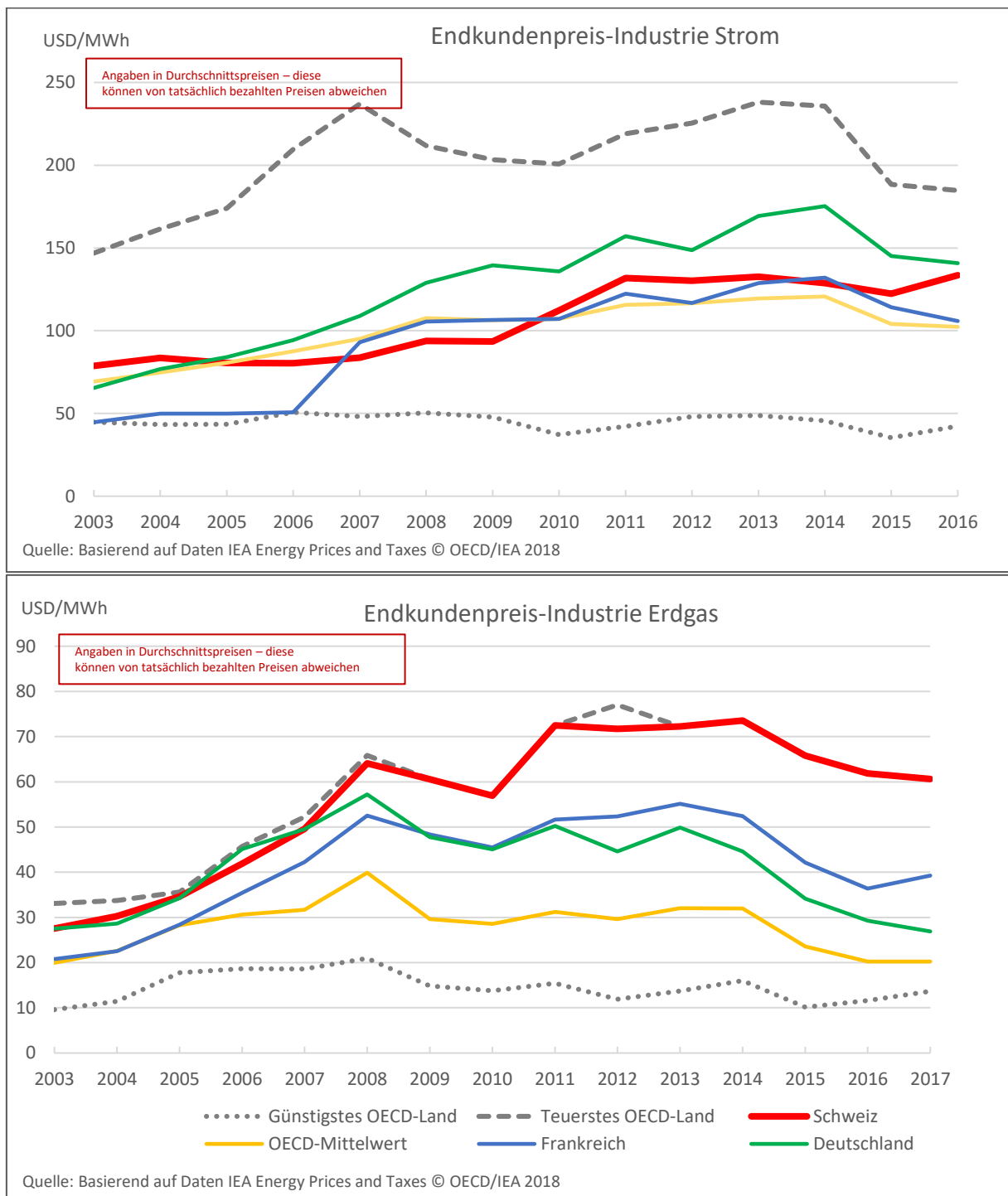


Abbildung 32: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Deutschland, Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche Tendenz auf, 2016 nimmt der Preis in der Schweiz jedoch leicht zu (vgl. Abbildung 32). Trotzdem lässt sich sagen, dass das Preisniveau in der Schweiz nahe am OECD-Durchschnitt liegt und tiefer ist als in Deutschland oder vor allem in Italien (Italien hat über die gesamte Zeitspanne den höchsten Strompreis). Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren,

weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktöffnung stetig gestiegen. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2005, 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 seit 2009. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen³² von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich³³. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt derweil den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So sind die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt (Quelle: OECD/IEA, 2018a).

Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

Nachfolgend wird die Entwicklung der Stromtarife und ihrer Komponenten für die Verbrauchsprofile Haushalte, 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 ElCom (www.strompreis.elcom.admin.ch) abrufbar.

³² 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).

³³ Im Jahr 2017 waren rund 1100 Unternehmen mit gut 3'000 Standorten von der CO₂-Abgabe befreit; diese Unternehmen erhalten die CO₂-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO₂-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind ebenfalls von der CO₂-Abgabe befreit.

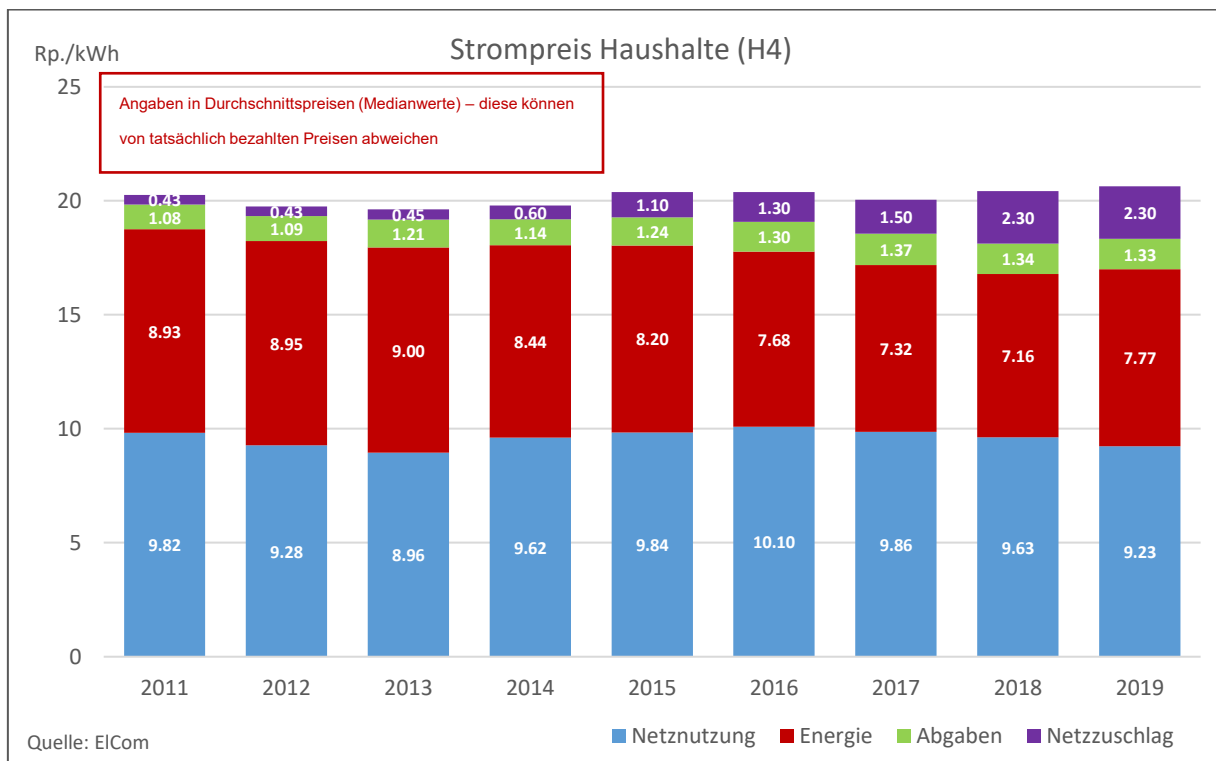


Abbildung 33: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 33 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 2019 die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr leicht an (+0,2 Rp./kWh)³⁴. Grund sind vor allem die höheren Energiepreise, welche von rund 7,2 auf 7,8 Rp./kWh zunehmen. Die Netznutzungstarife sinken, wie in den beiden vorhergehenden Jahren, von 9,6 auf 9,2 Rp./kWh und die Abgaben an das Gemeinwesen bleiben stabil bei 1,3 Rp./kWh. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, bleibt 2019 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 der Netzzuschlag ist deutlich angestiegen – insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden jedoch nur leicht von rund 20,3 auf 20,6 Rp./kWh zugenommen (Quelle: EICOM, 2018c).

³⁴ Die Tarife für das Jahr 2019 wurden bereits im September 2018 publiziert, die Netzbetreiber müssen diese jeweils im Vorfeld der EICOM bekannt geben; deshalb können sie in diesen Bericht einfließen.

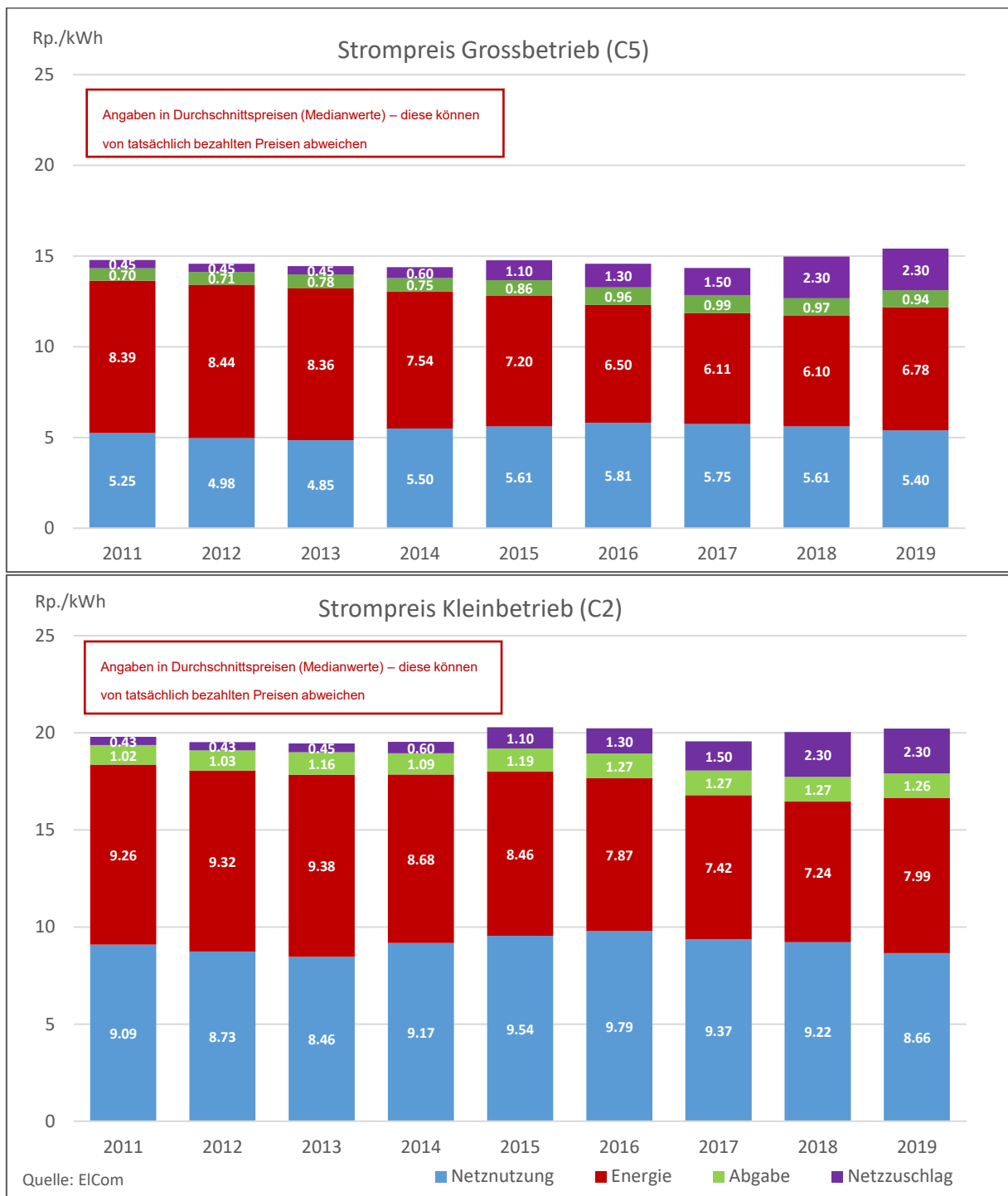


Abbildung 34: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)

Eine ähnliche Entwicklung wie bei den Haushalten ergibt sich bei den **Industrie- und Gewerbekunden**, dargestellt in *Abbildung 34* zu den Industrieprofilen C5 (Grossbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 500'000 kWh) und C2 (Kleinbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh). Auch hier steigen 2019 die durchschnittlichen Energiepreise gegenüber dem Vorjahr, dafür sinken die Netznutzungskosten und der Netzzuschlag bleibt konstant. In der Summe ergeben sich im Jahr 2019 leicht höhere Stromtarife als 2018 (+0,4 Rp./kWh für C5 bzw. +0,2 Rp./kWh für C2). 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 Preise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt

ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2018 waren rund 67 Prozent der Grossverbraucher am freien Markt. Sie konsumieren rund 80 Prozent der frei handelbaren Elektrizität (rund 21'900 Endverbraucher mit einem Konsum von 18 TWh). Mit den tiefen Preisen an den Strombörsen hat der Trend hin zum Markt stetig zugenommen. Zudem haben gewisse energieintensive Unternehmen zu bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, sich den bezahlten Netzzuschlag teilweise oder vollumfänglich zurückerstatten zu lassen. Rund 127 Unternehmen³⁵ haben im Jahr 2016 für die von ihnen während dem vorangehenden Geschäftsjahr bezahlten Zuschläge eine solche Rückerstattung erhalten (Quellen: EICom, 2018 a+c / BFE, 2018g).

³⁵ siehe BFE (2018): Rückerstattung Netzzuschlag; Zusammenstellung Kennzahlen 2015 und 2016(www.bfe.admin.ch) > Förderung > Erneuerbare Energien > Rückerstattung Netzzuschlag).

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. Neben dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt) setzen sich die Endkundenpreise aus den vom Staat erhobenen Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO₂-Abgabe), sowie den auf die Kunden überwälzten Kosten zur Kompensation der durch den Verkehr verursachten Emissionen zusammen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carbura und ein Fonds-Beitrag der Erdölvereinigung erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die beobachteten Preisschwankungen in der Schweiz sind im Wesentlichen auf die Wechselkursschwankungen (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).

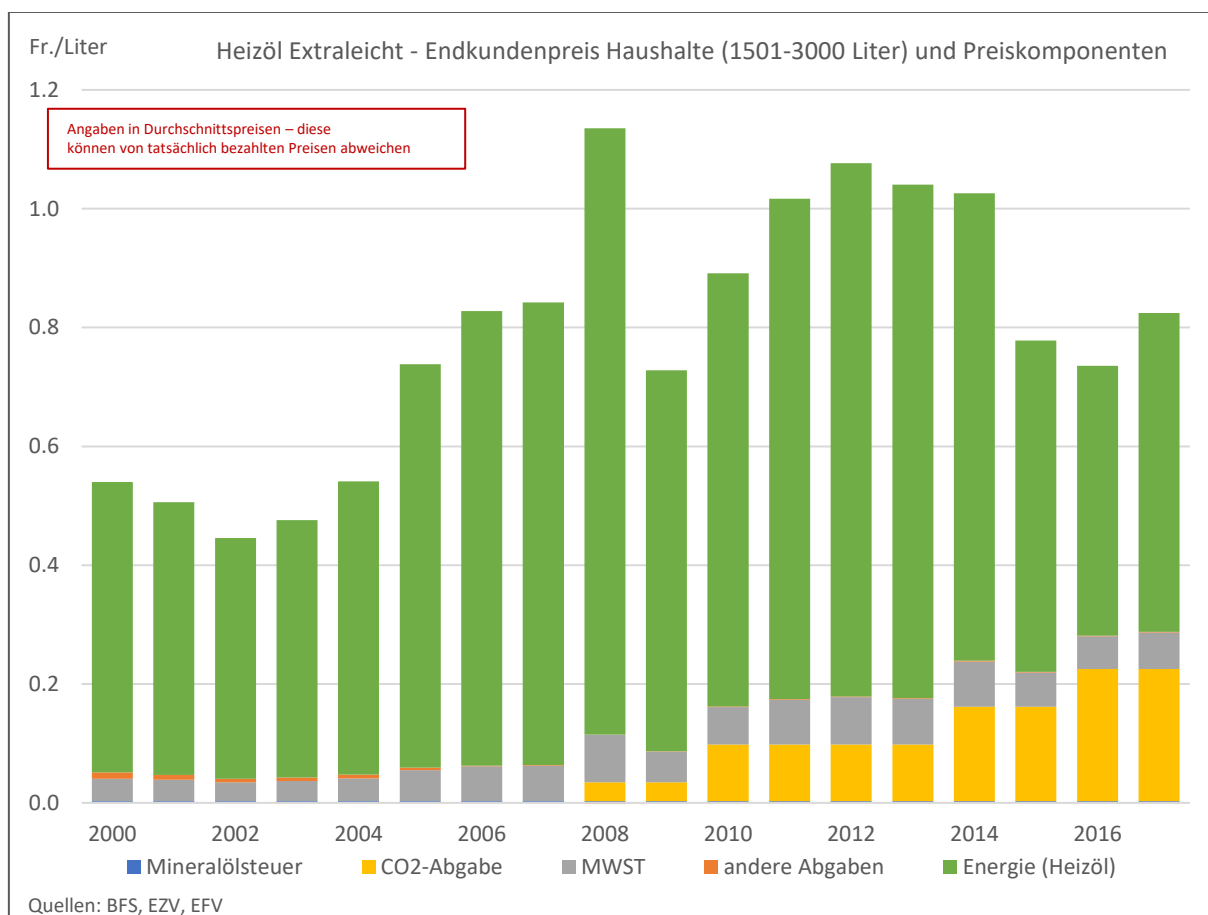


Abbildung 35: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)

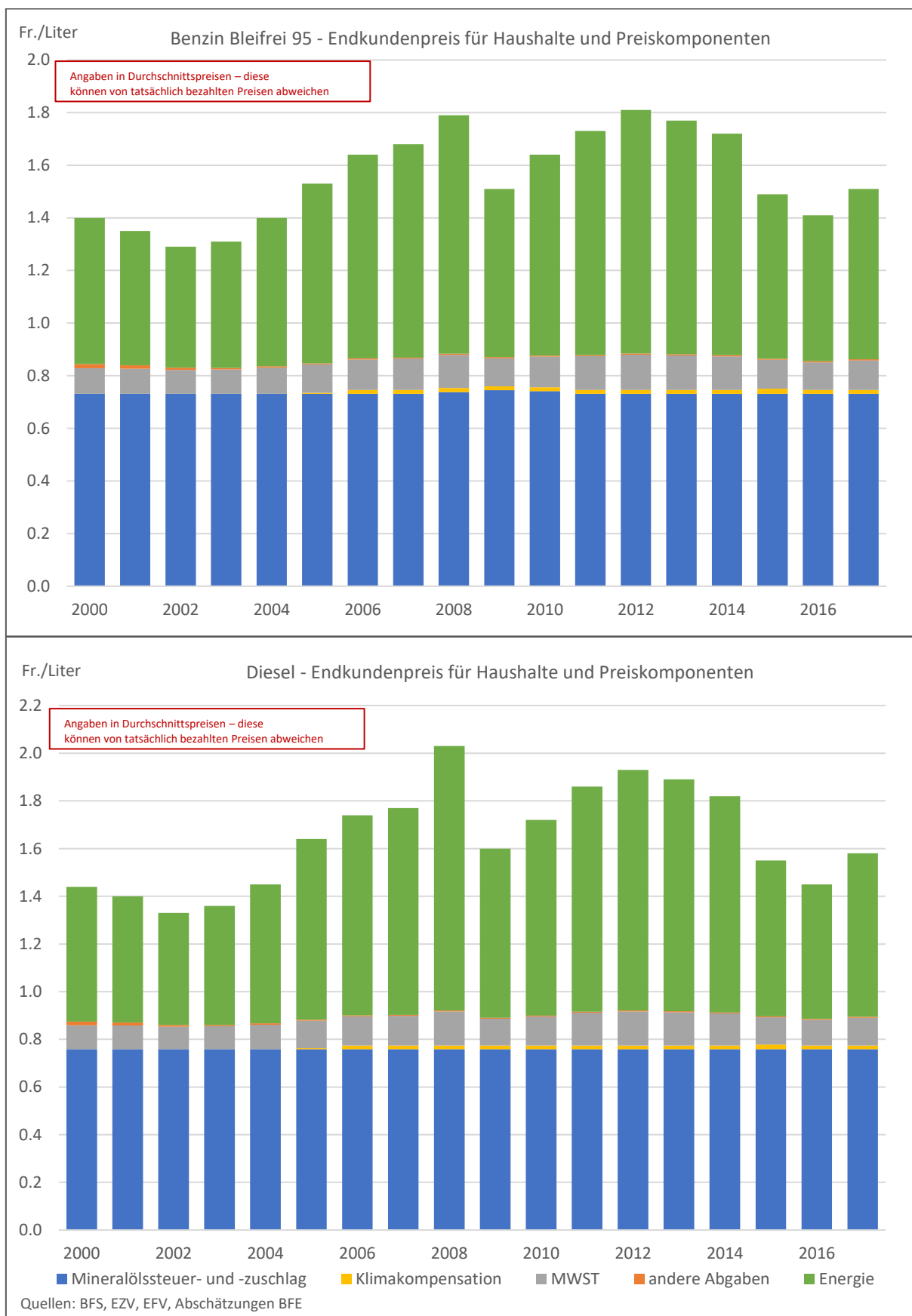


Abbildung 36: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)

Die Entwicklung der Steuern und Abgaben³⁶ ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 36*) ist diese Komponente sehr stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird und aus diesem Grund mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt. Bei den **Brennstoffen** (s. *Abbildung 35*) insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 35*) trägt die CO₂-Abgabe mittlerweile einen substantiellen 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 2017 84 Franken pro Tonne CO₂ (22.3 Rp./l.). Auf Treibstoffen wird keine CO₂-Abgabe erhoben. Importeure sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren. Dazu wird eine Abgabe erhoben, die gemäss Schätzungen des BFE im Jahr 2017 etwa 1.5 Rp./l. ausmachte. 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 der Erdölvereinigung zusammen erhoben, beide machten im Jahr 2017 für Treibstoffe 0.415 Rp./l. und für Heizöl 0.115 Rp./l. aus (Quellen: BFS, 2018c / EZV/OZD, 2018 / EFV, 2018 / BFE, 2018d).

³⁶Als 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.

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. Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen³⁷ 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-Klimakonvention 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 2016 ab.

Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf

Die Energiestrategie 2050 orientiert sich bei den energiebedingten CO₂-Emissionen langfristig am Szenario „Neue Energiepolitik“ der Energieperspektiven. Demnach sollen die Endenergienachfrage – eingebettet in eine international abgestimmte Klima- und Energiepolitik – bis zum Jahr 2050 erheblich reduziert und die energiebedingten CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden. *Abbildung 37* zeigt den Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf seit dem Jahr 2000.

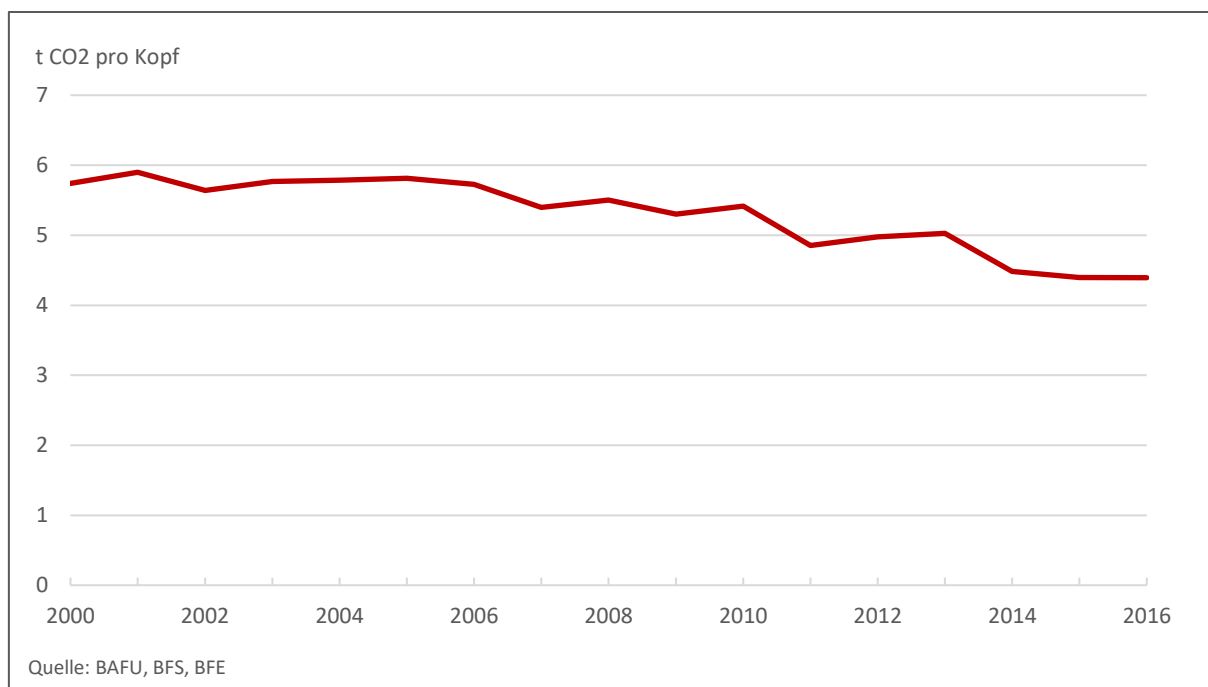


Abbildung 37: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. Da die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (*vgl. nachfolgende Abbildung*) und die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig zugenommen hat, findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2016 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,4 Tonnen. Im internationalen Vergleich sind die energiebeding-

³⁷ Abgrenzung gemäss CO₂-Gesetz (ohne internat. Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht klimakorrigiert.

ten CO₂-Emissionen pro Kopf in der Schweiz eher tief, da sie über eine weitgehend CO₂-freie Stromproduktion verfügt und der Dienstleistungssektor einen hohen Anteil an der Wertschöpfung hat. Damit das langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Reduktion der CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen bis 2050) erreicht werden kann, müssen die Emissionen auf Pro-Kopf-Ebene weiter kontinuierlich reduziert werden (Quellen: BAFU, 2018a / BFS, 2018a / BFE, 2018a).

Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

Die energiebedingten CO₂-Emissionen zeigen den CO₂-Ausstoss, der bei der Nutzung fossiler Brennstoffe und Treibstoffe entsteht. Damit kann die Klimawirkung der Energieversorgung insgesamt und in den einzelnen Sektoren beobachtet werden.

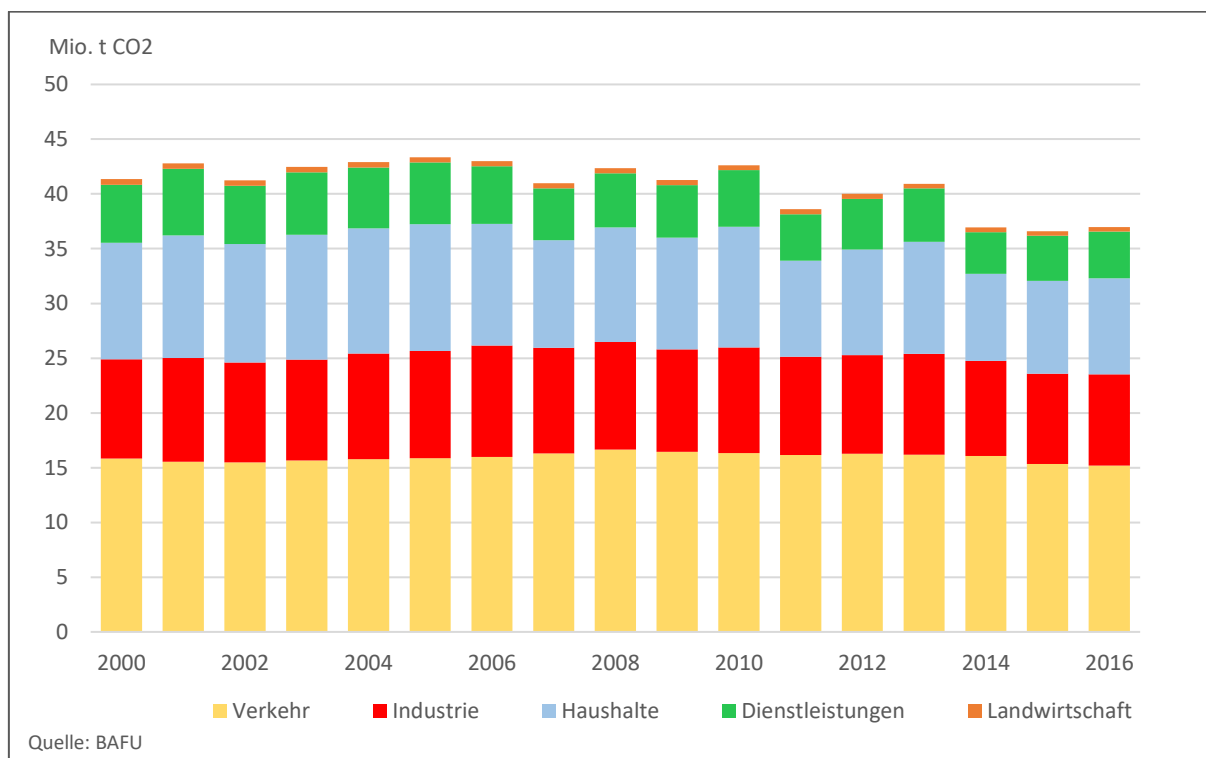


Abbildung 38: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne int. Flugverkehr)

Die energiebedingten CO₂-Emissionen (s. *Abbildung 38*) betrugen 2016 knapp 37 Mio. Tonnen CO₂ und lagen damit gut 10 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den *Verkehr* (ohne internationalen Flugverkehr; 2016: 41%), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden³⁸. Zwischen 2000 und 2016 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 0,7 Mio. Tonnen gesunken. Ab 2015 ist ein grosser Teil des Rückgangs mit dem Wegfall des Tanktourismus erklärbar. Dieser war zum Erliegen gekommen, nachdem die Nationalbank die Aufhebung des Schweizerfranken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. In der *Industrie* (Anteil 2016: 23%) entstehen die CO₂-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch 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 gewisse Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. 2015 führte zudem der Betriebsunterbruch einer Raffinerie zu einem sichtbaren Rückgang. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den *Haushalten* (Anteil

³⁸ Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

2016: 24%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrößert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO₂-ärmerer Technologien hin. Die jährliche Emissionsentwicklung ist jedoch stark von der Witterung beeinflusst; die Abhängigkeit von fossilen Heizsystemen ist nach wie vor gross. Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2016: 12%). Auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig. In der *Landwirtschaft* schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 in etwa konstant. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist indes sehr gering (2016: 1%). Bedeutend sind in diesem Sektor in erster Linie nicht energiebedingte Treibhausgasemissionen, vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Der Beitrag des Verkehrssektors hat sich leicht erhöht (von 38 auf 41%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2018 a+b / BFE, 2018a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen

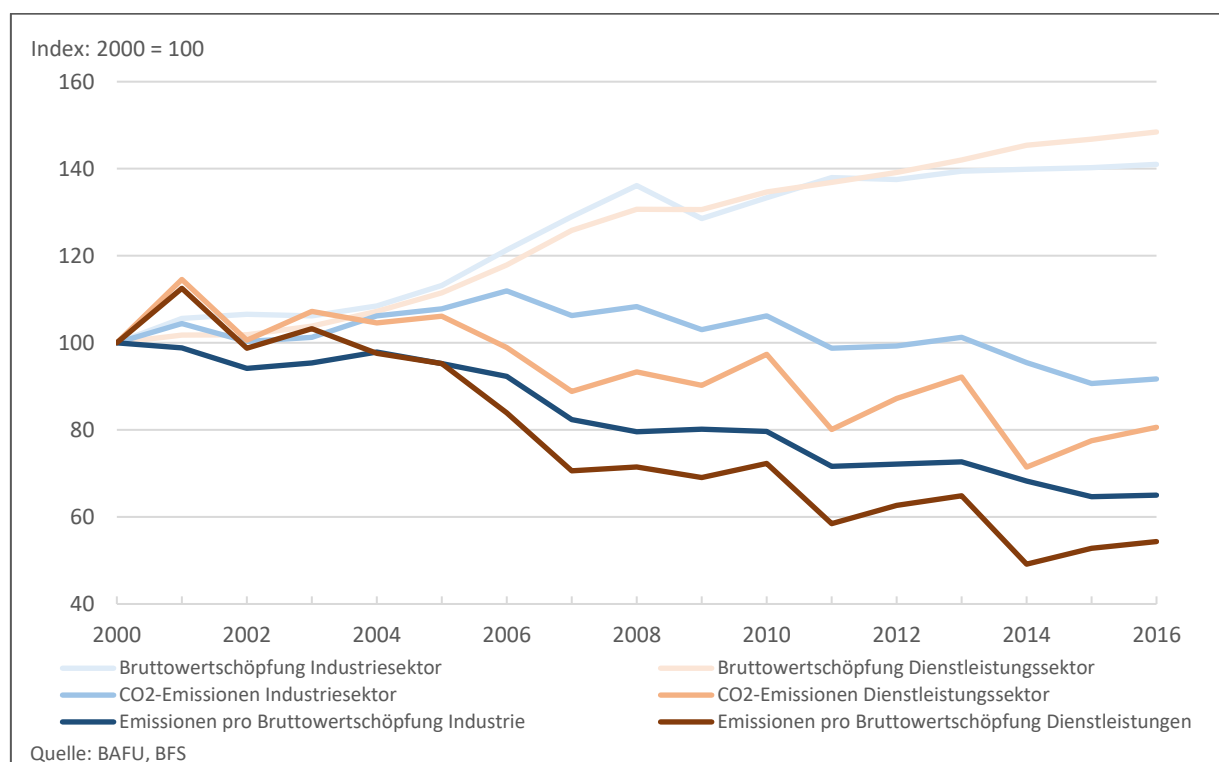


Abbildung 39: Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

Abbildung 39 zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Zu beobachten ist eine 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. Als Folge davon ist die Wertschöpfung heute im Vergleich zu 2000 deutlich weniger CO₂-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen geleistet haben, die 2008 eingeführt und seither schrittweise erhöht wurde. Dies hat auch eine Evaluation der bisherigen Wirkung der Abgabe bestätigt. Die jährlichen Schwankungen sind wie erwähnt in erster Linie durch die Witterung und durch die Konjunktur bedingt (Quellen: BAFU, 2018a / BFS, 2018b / Ecoplan 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen

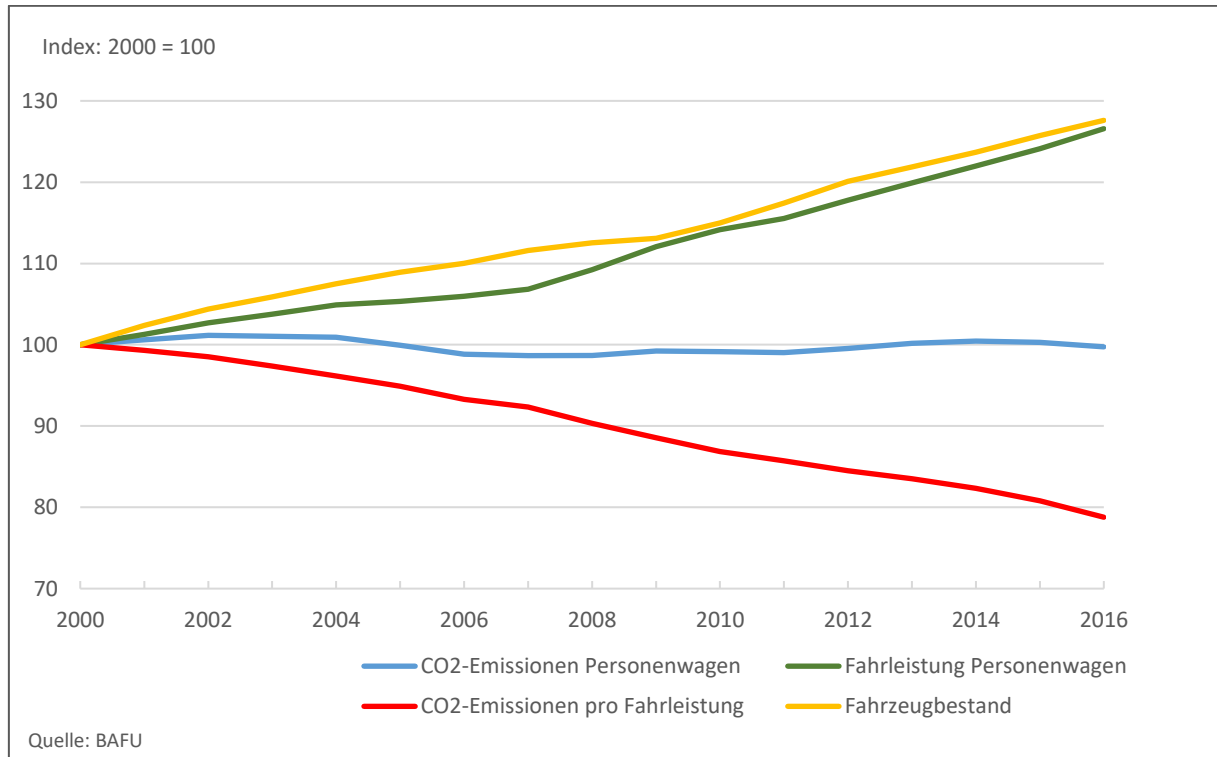


Abbildung 40: Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

Abbildung 40 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 die CO₂-Emissionen der Personenwagen seit 2000 in etwa stabil geblieben sind. Im gleichen Zeitraum haben sowohl der Fahrzeugbestand wie auch die Fahrleistung zugenommen. Die Emissionen pro Fahrleistung haben seit 2000 abgenommen, was auf verbesserte Effizienz (weniger CO₂-Emissionen pro gefahrenem Kilometer) hindeutet. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen³⁹, der technologische Fortschritt und die Verbreitung von Elektromobilität (die keine direkten Emissionen verursacht) sollen dazu beitragen, dass sich dieser abnehmende Trend fortsetzt. Insgesamt betrugen die Emissionen der Personenwagen im Jahr 2016 rund 11,3 Mio. Tonnen CO₂ und damit annähernd gleich viel wie im Jahr 2000. Der zunehmende Fahrzeugbestand hat somit die erzielten Effizienzfortschritte in etwa kompensiert. Der Anteil der Emissionen des Personenverkehrs an den gesamten Verkehrsemissionen liegt aktuell bei rund drei Vierteln (Quelle: BAFU, 2018a).

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

³⁹ Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO₂-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Bis Ende 2015 hätten die CO₂-Emissionen der erstmals zum Verkehr in der Schweiz zugelassenen Personenwagen im Durchschnitt auf 130 Gramm CO₂ pro Kilometer gesenkt werden müssen. Diese Zielvorgabe wurde verfehlt und auch 2017 wurde der Zielwert nicht erreicht. 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 bis 2020 erreicht sein muss.

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 dem Ausbau entsprechender Anlagen kommen soll, ohne dass aber 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. Diese Analysen folgen jeweils in der vorgesehenen fünfjährigen Berichterstattung.

Themenfeld Forschung und Technologie

Bei den kurzfristigen Richtwerten gemäss Energiegesetz und Energiestrategie 2050 ist davon auszugehen, dass sie mit den heute bereits vorhandenen Technologien erreicht werden können. Die langfristigen Ziele jedoch setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, haben Bundesrat und Parlament deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen und es wurden neue Aktivitäten lanciert respektive bestehende verstärkt. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit einem Indikator direkt messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen im Bereich der Energieforschung. Im Weiteren wird auf laufende Forschungsaktivitäten und -programme verwiesen. Im Bereich Technologiemonitoring werden schliesslich die entsprechenden Analysen zusammengefasst (s. *Exkurs*): Diese untersuchen Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien und nehmen auch die im Kernenergiegesetz vorgeschriebene Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie auf⁴⁰.

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, Kantone, Gemeinden), vom Schweizerischen Nationalfonds (SNF), der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse, früher Kommission für Technologie und Innovation KTI) oder von der Europäischen Kommission finanziert werden⁴¹. 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 kommerziellen Forschungsstätten ausserhalb des Hochschulbereichs sowie die Privatwirtschaft.

⁴⁰ Gemäss Kernenergiegesetz dürfen künftig keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Der Bundesrat erstattet der Bundesversammlung jedoch regelmässig Bericht über die Entwicklung der Kerntechnologie.

⁴¹ Die Erhebung erfolgt über Abfragen von Datenbanken des Bundes, des SNF und der EU, Analyse von Jahres- und Geschäftsberichten sowie über eine Selbstdeklaration der Forschungsverantwortlichen der Forschungsstätten. Quelle: Energieforschungsstatistik 2016 (Publikation 2018).

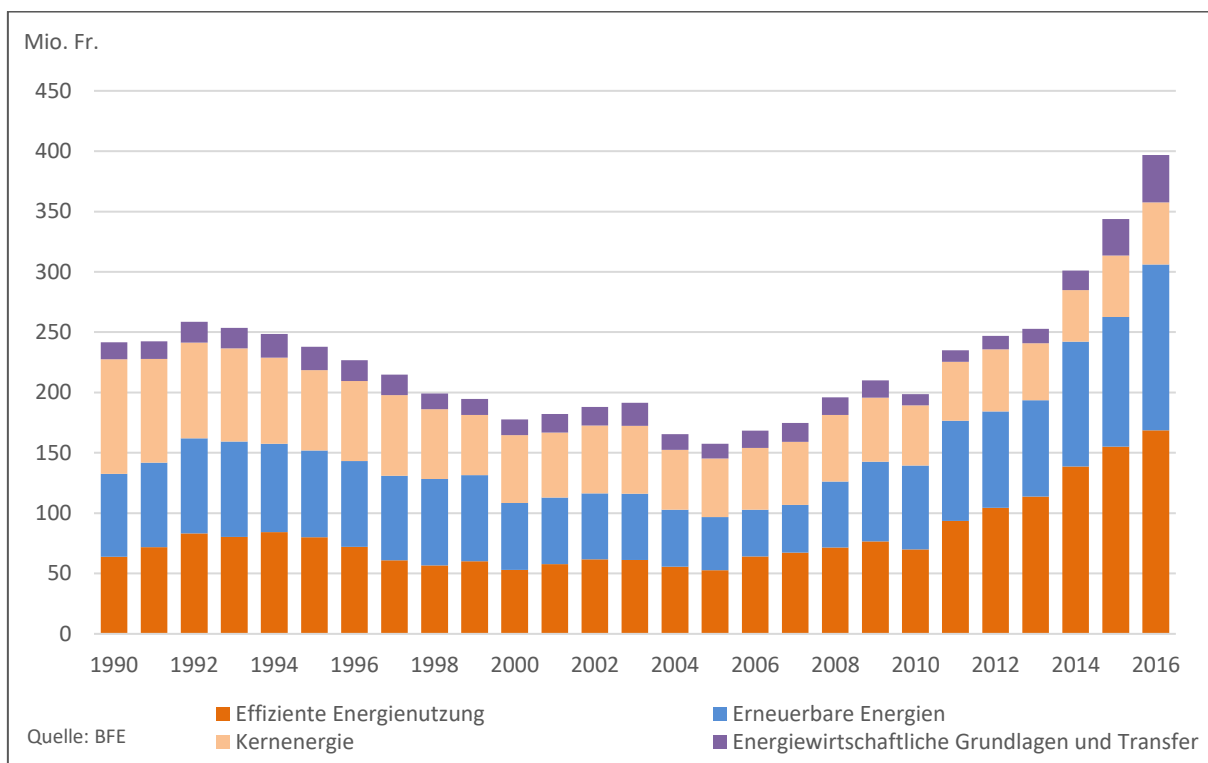


Abbildung 41: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)⁴²

Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 41* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zu diesem Ausbau beigetragen haben der Aufbau 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 Bundesamts für Energie (BFE). 2016 stiegen die Aufwendungen der öffentlichen Hand gegenüber dem Vorjahr insgesamt auf real 396,9 Mio. Franken (2015: 343,7 Mio. Fr.). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2016: 42,5%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2016: 34,7%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie* (*Kernspaltung/Fission und Kernfusion*) sind seit 2004 stabil geblieben, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2016 noch 12,9 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag 2016 bei 9,9 Prozent (Quelle: BFE, 2018e).

Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Mit dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» hat der Bundesrat 2012 den Aufbau von acht interuniversitären Energiekompetenzzentren, den **Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER)**, angestossen, finanziert und gesteuert werden die SCCER durch ein Steuergremium von Innosuisse und SNF mit dem BFE als Beobachter. Dafür standen im Zeitraum 2013–2016 Mittel im

⁴² Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

Umfang von 72 Mio. Franken zur Verfügung. Die SCCER bearbeiten die sieben Aktionsfelder «*Energieeffizienz*» (je ein SCCER im Bereich Gebäude und Industrie), «*Netze*», «*Speicherung*», «*Strombereitstellung (Geothermie und Wasserkraft)*», «*Ökonomie, Umwelt, Recht, Verhalten*», «*Mobilität*» und «*Biomasse*». Für die zweite Phase 2017–2020 hat das Parlament im Rahmen der BFI-Botschaft 139,2 Mio. Fr. bewilligt. Die SCCER bearbeiten auch in dieser zweiten Förderperiode die gesamte Innovationskette vom Explorieren neuartiger Ansätze bis hin zur Übergabe von Lösungen an die Marktkräfte. Der Fokus soll jedoch auf der Umsetzung und Industrialisierung liegen: Projekte mit hohem Technologiereifegrad sind vermehrt in die Wirtschaft zu entlassen. Zu diesem Zweck verfügt jedes SCCER über ein Konzept für den Wissens- und Technologietransfer (WTT). Gegenüber der ersten Phase neu hinzugekommen sind sechs gemeinsame, SCCER-übergreifende Projekte, die Joint Activities. Sie wurden 2017 gestartet und haben zum Ziel, die interdisziplinäre Zusammenarbeit auszubauen, um die Gesamtwirkung zu verstärken. Per Ende 2017 waren in den geförderten SCCER und Joint Activities 1263 Forschende tätig (2016: 1152 Forschende), rund 47 Prozent entfielen auf den wissenschaftlichen Mittelbau mit Doktorierenden und Assistierenden. 2017 beurteilte die Innosuisse/KTI im Weiteren 91 Energieprojektgesuche in Rahmen ihres **Förderprogramms Energie**. 33 Projekte mit einem kumulierten Bundesbeitrag von 11,2 Mio. Franken wurden bewilligt (Quellen: Bundesrat, 2012 / Innosuisse/KTI, 2018).

Im Auftrag des Bundesrats lancierte der Schweizerische Nationalfonds (SNF) 2013 **zwei Nationale Forschungsprogramme (NFP) zu Energiethemen**. Das Nationale Forschungsprogramm «Energiewende» (NFP 70) befasst sich mit den naturwissenschaftlich-technologischen Aspekten, welche sich im Rahmen der Energiestrategie 2050 ergeben. Das Nationale Forschungsprogramm «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71) untersucht die sozialen, ökonomischen und regulatorischen Fragestellungen. Es erforscht dabei die Möglichkeiten, wie private und öffentliche Akteure veranlasst werden können, Energie effizient zu nutzen. Beide NFP arbeiten eng zusammen. Die Forschungsarbeiten laufen bis Ende 2018 begleitend und anschliessend ist ein Wissens- und Technologietransfer vorgesehen. Im Rahmen des NFP 71 erschien im Juli 2018 das Buch «Akzeptanz erneuerbarer Energien», welches die erforschten Bestimmungsfaktoren der sozialen Akzeptanz von erneuerbaren Energien vorstellt. Die zwei Nationalen Forschungsprogramme verfügen über einen Finanzrahmen von 37 Mio. (NFP 70) und 8 Mio. Franken (NFP 71) (Quelle: SNF, 2015).

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. Die Förderung betrug 2016 für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen knapp 37,09 Mio. Franken. Eine Übersicht über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» inklusive Projektliste (Quelle: BFE, 2018f)⁴³.

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird weiterhin etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2016 wurden 51.3 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) abgedeckt⁴⁴.

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

⁴³ Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter www.energieforschung.ch und www.aramis.admin.ch.

⁴⁴ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/ / www.psi.ch/nes/ / <https://spc.epfl.ch>

die Schweiz über das Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) im Rahmen der Möglichkeiten aktiv in den Rahmenforschungsprogrammen der EU mit. Das BFE koordiniert hier auf institutioneller Ebene die Energieforschung namentlich mit dem Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan), den European Research Area Networks (ERA-NET), den europäischen Technologieplattformen und den gemeinsamen Technologieinitiativen (JTI) (Quelle: BFE, 2018f).

Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien

Das BFE lässt regelmässig die Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien untersuchen. Diese dienen sowohl als Grundlage für die Energieperspektiven als auch für das Technologiemonitoring. Es werden dabei auch Technologien untersucht, die zwar nicht als Optionen für die inländische Stromproduktion, aber für Stromimporte künftig von Bedeutung sein könnten. Die 2017 publizierte Studie, die vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erarbeitet wurde, ist eine Aktualisierung und Erweiterung einer PSI-Studie aus dem Jahr 2005. Die Studie, die vom PSI auch im Rahmen des Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) und des Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER BIOSWEET) erstellt wurde, weist die Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen jeweils für den Zeithorizont von heute bis 2050 aus. Das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien (Systemaspekte) sowie externe Kosten (z.B. CO₂-Kosten) wurden nicht untersucht. Im Vergleich zur Vorgängerstudie ist der Rahmen der aktuellen Studie deutlich umfangreicher. Folgende Technologien wurden berücksichtigt: Gross- und Kleinwasserkraftwerke, Windturbinen (on- und offshore), Photovoltaikanlagen (PV), Verstromung von Biomasse, Geothermie-Kraftwerke (petrothermal), Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung, Kernkraftwerke, Erdgas- und Kohlekraftwerke sowie Erdgas-Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen und «neuartige» Technologien (hydrothermale Methanisierung von wässriger Biomasse, nicht konventionelle geothermale Technologien, Kernfusion und thermoelektrische Stromerzeugung zur stationären Abwärmenutzung). Bei den **Potenzialen** weisen unter den erneuerbaren Energien in der Schweiz Photovoltaikanlagen für 2035 und 2050 das grösste Zubau-Potenzial auf (in der Studie wurden nur Dachanlagen berücksichtigt). Grosse Mengen an Photovoltaik-Strom aus dezentralen Anlagen, der unregelmässig anfällt, müssen jedoch mit geeigneten Massnahmen ins System integriert werden. Windenergieanlagen weisen ebenfalls ein beträchtliches Zubau-Potenzial aus, auf lange Frist (2050) auch die Stromproduktion aus Tiefengeothermie. Allerdings ist diese Option mit grossen technischen Unsicherheiten verbunden. Auch die Stromproduktion aus Biomasse kann zunehmen, vor allem, wenn ein grösserer Teil der in der Landwirtschaft anfallenden Gülle energetisch genutzt wird. Auch bei der Wasserkraft besteht ein gewisses Zubau-Potenzial, das jedoch sehr stark von den wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt. Bei den **Kosten** weist die Studie die Gestehungskosten für erneuerbare Stromproduktionsanlagen (hauptsächlich in der Schweiz) und für konventionelle Stromproduktionsanlagen, wie sie mittelfristig eher im europäischen Ausland als in der Schweiz gebaut werden, aus. Die Kosten für Wasserkraft, Holz-Kraftwerke, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung werden bis 2050 eher steigen, während die Gestehungskosten für Photovoltaik um die Hälfte sinken, bei Windenergie etwas weniger. Es wird angenommen, dass sich die Preise für Kohle und Erdgas, die wichtigsten Energieträger für die konventionelle Stromproduktion, bis 2050 um rund die Hälfte erhöhen werden. Bei den **Umweltauswirkungen** verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen heute die geringsten Treibhausgasemissionen, Strom aus Kohlekraftwerken die höchsten. Treibhausgasemissionen von Gaskombi- und Kohlekraftwerken könnten in Zukunft mittels CO₂-Abscheidung substanziell reduziert werden. Sowohl die Emissionen der Kernenergie, als auch jene der fossilen Stromproduktion könnten in Zukunft wegen schlechterer Verfügbarkeit der Energieträger Uran, Erdgas und Kohle steigen. Im Gegensatz dazu kann davon ausgegangen werden, dass die Umweltbelastung durch Strom aus anderen Quellen in Zukunft dank technologischer Fortschritte abnehmen wird (Quelle: PSI, 2017).

Themenfeld Internationales Umfeld

Das internationale Umfeld ist für die Schweiz bedeutend, weil sie einerseits aufgrund ihrer zentralen Lage in Europa eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und andererseits stark von Energieimporten abhängig ist. Auf der regulatorischen Ebene sind insbesondere die Weiterentwicklungen in Europa zentral. Die Veränderungen im internationalen Umfeld lassen sich nicht mit einem Indikator messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

Entwicklung der globalen Energiemärkte

Erdöl: Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage jährlich um durchschnittlich 1,2 Mio. Fass pro Tag wächst und 2023 rund 104,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Die Angebotsseite erhole sich demgegenüber nur langsam vom Einbruch bei den Investitionen in den Jahren 2015 und 2016. Im Jahr 2017 erhöhte sich das Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr um 0,5 Mio. auf 97,4 Mio. Fass pro Tag. Die Nachfrage stieg um 1,4 Mio. auf 97,8 Mio. Fass pro Tag. Nach dem Preissturz ab der zweiten Jahreshälfte 2014 sowie im Jahr 2015 auf rund 30 US-Dollar pro Fass hat sich der Preis dank der robusten Nachfrage im 2017 und der bis Juni 2018 verlängerten Fördereinschränkung der Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC) und weiterer Länder wie Russland wieder erholt und erreichte bis Mitte 2018 für die Referenzsorte Brent einen Preis von 79,44 und für jene von WTI von 74,15 Dollar pro Fass. Dies entspricht den höchsten Werten seit November 2014 und sollte das Investitionsklima begünstigen. Im Juni 2018 einigten sich die OPEC und weitere Länder darauf, das Ende 2016 gesetzte Förderlimit voll auszuschöpfen. Ende September sprachen sie sich derweil gegen eine Ausweitung der Fördermengen aus, woraufhin die Notierung für die Erdölsorte Brent Anfang Oktober zeitweise auf über 85 Dollar pro Fass stieg und so teuer war wie seit vier Jahren nicht mehr; im Verlauf des Monats sank der Preis indes wieder (Quellen: OECD/IEA, 2018b+g).

Erdgas: Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdgas-Nachfrage jährlich um durchschnittlich 1,6 Prozent wächst und 2023 rund 4100 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. China wird nach den Angaben bis 2019 zum weltweit grössten Gasimporteure und trägt in den nächsten fünf Jahren 37 Prozent zum globalen Nachfragewachstum bei. Auf der Angebotsseite tragen die USA – bereits 2017 grösster Erdgasproduzent – am meisten zum Wachstum bei und werden Produktion und Exporte weiter stark erhöhen. LNG wird einen zunehmenden Anteil am globalen Gas-Handel einnehmen (von rund einem Drittel im 2017 auf fast 40 Prozent im 2023). 2017 stieg die globale Erdgas-Produktion nach provisorischen Angaben der IEA gegenüber dem Vorjahr um 3,6 Prozent auf 3768 Mrd. Kubikmeter. Das ist die grösste Zunahme seit 2010. Die Nachfrage erhöhte sich um 3,2 Prozent auf 3757 Mrd. Kubikmeter. Damit setzte sich die kontinuierliche Zunahme seit 2009 fort. Die Erdgaspreise verharrten in der Periode 2015 bis Anfang 2018 auf relativ konstantem Niveau und lagen bei rund 2 bis 3 US-Dollar je British Thermal Unit (mmbtu) auf dem US-Markt (Henry Hub) und bei 4 bis 8 US-Dollar je mmbtu auf den europäischen Markt (TTF spot)⁴⁵. Im ersten Quartal 2018 stiegen die Spotpreise auf dem europäischen Markt gegenüber der Vorjahresperiode um rund 10 Prozent auf 20,5 Euro/MWh (Quellen: OECD/IEA, 2017 / OECD/IEA, 2018c+d / EU, 2018a).

Kohle: Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die jährliche Kohlenachfrage bis 2022 nahezu stagniert bei einem Stand von 5530 Mio. Tonnen. Die globale Kohleproduktion stieg 2017 nach provisorischen Angaben der IEA um 3,1 Prozent, nachdem sie in den vergangenen drei Jahren gesunken war. Mit 7549 Mio. Tonnen lag sie 2017 indes immer noch um 426 Mio. Tonnen unter dem Höchstwert von 2013. Die Kohleproduktion in China stieg 2017 um 3,3 Prozent, nachdem sie in den Vorjahren gesunken war. Der Kohleverbrauch stieg global um ein Prozent, vor allem wegen des Zuwachses in Nicht-OECD Ländern, beispielsweise um 4,4 Prozent in Indien und um 0,4 Prozent in China. China hat

⁴⁵ Platts im Quarterly Report on European gas markets, first quarter 2018
70/84

aber immer noch einen Anteil von 53 Prozent an der globalen Nachfrage und 44 Prozent Anteil an der globalen Produktion von Kohle und ist somit auch der weltgrösste Importeur. Der Kohleverbrauch in OECD-Ländern lag 2017 um 24,4 Prozent tiefer als im Jahr 2007, als er in diesen Ländern den Höchststand erreichte. Der starke Einbruch der Nachfrage in Europa um 8,1 Prozent ist hauptsächlich durch die Halbierung der Kohlenachfrage in Grossbritannien bedingt. Grossbritannien will bis 2025 alle Kohlekraftwerke schliessen, was mit einem CO₂-Mindestpreis erreicht werden soll. Deutschland und Polen bleiben die beiden wichtigsten Kohlenverbraucher in Europa mit einem Anteil von mehr als der Hälfte der Nachfrage. Deutschland hat im Juni 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eingesetzt, welche bis Ende Jahr unter anderem Massnahmen zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung vorlegen soll. Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise in der zweiten Jahreshälfte 2016 deutlich an. Bis im Juli 2018 erreichte der CIF ARA Spotpreis mit 100 US-Dollar pro Tonne den höchsten Wert seit 2012⁴⁶. Mit dem steigenden Kohlepreis und eher konstanten Gaspreisen hat sich der relative Wettbewerbsvorteil von Gas erhöht. Bei der Stromproduktion in Europa wird dies zudem durch den steigenden Preis für Emissionszertifikate verstärkt (Quellen: OECD/IEA, 2017 / OECD/IEA, 2018e).

CO₂: Nachdem der Preis für CO₂-Emissionsrechte im europäischen Emissionshandelssystem (EHS) seit 2013 bei rund 5 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente (tCO₂e) lag, stieg dieser zwischen Mitte 2017 und September 2018 an und erreichte zwischenzeitlich über 25 Euro/tCO₂e, seither ist er indes wieder gesunken⁴⁷. Ein möglicher Grund für das Anziehen der Preise ist die von Marktteilnehmern antizipierten Bestimmungen zur so genannten Marktstabilitätsreserve (MSR), die 2019 in Kraft tritt, und das derzeitige Überangebot von Emissionszertifikate verringern soll. Frankreichs Präsident macht sich derweil stark für die Einführung eines europäischen CO₂-Mindestpreises. Auch die Niederlande plant, einen solchen einzuführen.

Strom: Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2016 von 6298 auf 25'082 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3 Prozent entspricht. 2016 lag die Produktion 2,9 Prozent über dem Vorjahr. In den USA verlor die Kohle 2016 den Spitzenplatz bei der Stromproduktion: 121 TWh Strom aus Kohle wurden durch Gas (47 TWh) und erneuerbare Energien (71 TWh) ersetzt, so dass die Kohlenachfrage insgesamt um 7,5 Prozent abnahm. Das Stromangebot in der EU-28 sank 2017 gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Prozent⁴⁸. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) fiel im Februar 2016 auf 30 Euro/MWh, was dem tiefsten Monatsmittel seit März 2007 entspricht. Im Winter 2016/2017 erholten sich die Preise wieder, so dass der Index wieder auf gut 50 Euro/MWh anstieg. Im Sommer 2017 fiel er dann wieder auf rund 30 Euro/MWh und stieg im Winter 2017/2018 wieder auf knapp 50 Euro/MWh an. Zwischen Mai und August 2018 stieg der Preis für Baseload Phelix (Preiszone Deutschland/Österreich) von rund 40 Euro/MWh auf 60 Euro/MWh. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2017 / OECD/IEA, 2018f / EU, 2018).

Entwicklungen in der EU

Entwicklung gegenüber 2020er-Zielen

Für das Jahr 2020 setzte sich die EU in Strategiepapieren und Rechtsakten quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Der Stand der Zielerreichung präsentiert sich wie folgt (Quelle: Eurostat 2018):

⁴⁶ Argus Gas Connection

⁴⁷ EEX

⁴⁸ Eurostat

- **Treibhausgasemissionen:** Auf Unionsebene gilt das verbindliche Ziel einer Senkung von 20 Prozent bis 2020 gegenüber dem Stand von 1990. Gemäss Eurostat wird die EU ihr 2020-Ziel voraussichtlich übertreffen: Im Jahr 2016 lagen die Treibhausgasemissionen (inkl. Emissionen des internationalen Luftverkehrs und indirekte Emissionen) 22,4 Prozent tiefer als 1990. Alle wichtigen Sektoren haben zur Reduktion beigetragen, einzige Ausnahmen sind der Verkehrssektor und der internationale Luftverkehr. 2016 sind die Verkehrsemissionen zum dritten Mal in Folge gestiegen, jene des internationalen Luftverkehrs nehmen seit 1990 mehr oder weniger kontinuierlich zu.
- **Erneuerbare Energien:** Bis 2020 sollen 20 Prozent der gesamten in der EU verbrauchten Energie aus erneuerbaren Quellen stammen. Dieses unionsweite Ziel ist verbindlich und wurde mit ebenfalls verbindlichen Zielen, die für die einzelnen Mitgliedstaaten gelten, ergänzt. Für den Verkehrssektor wurde zudem ein sektorielles EU-Ziel beschlossen: Der Anteil der erneuerbaren Energien soll bis 2020 bei 10 Prozent liegen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch ist in der EU tatsächlich kontinuierlich angestiegen: Lag er 2005 noch bei 9 Prozent, so ist 2016 ein Anteil von 17 Prozent verzeichnet worden. Ein stärkerer Zuwachs ist jedoch nötig, um das 2020-Ziel zu erreichen. Im Stromsektor lag der Anteil der erneuerbaren Energien 2016 bei 29,6 Prozent, im Wärme- und Kältesektor bei 19,1 Prozent und im Verkehrssektor bei 7,1 Prozent.
- **Energieeffizienz:** Die EU hat sich das unverbindliche Ziel gesetzt, die Energieeffizienz bis 2020 um 20 Prozent zu verbessern gegenüber dem prognostizierten Energieverbrauch im Jahr 2020 gemäss einem Weiter-wie-bisher-Szenario. Im Jahr 2016 lag der Energieverbrauch in der EU 16,7 Prozent tiefer als im Weiter-wie-bisher-Szenario. Eine Verbesserung der Energieeffizienz gegenüber dem Jahrzehnt 2001-2010 ist eindeutig feststellbar, die Erreichung des 2020er-Ziels jedoch noch nicht sicher. Das zeigt sich beispielhaft daran, dass die EU ihr 2020er-Ziel im Jahr 2015 zwischenzeitlich erfüllte, danach aber wieder zurückfiel.

Eckwerte Klima- und Energiepolitik bis 2030

Die EU einigte sich politisch bereits im Oktober 2014 auf Ziele für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, darunter zur verbindlichen Reduzierung der EU-Treibhausgasemissionen um 40 Prozent (innerhalb des EU-Raumes) im Vergleich zu 1990. Die Ziele in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz wurden mit der Beratung des «Clean Energy Package» (*s. weiter unten*) teilweise angepasst (Quelle: Europäischer Rat, 2014).

Die EU hatte im Jahr 2011 auch einen Fahrplan («Roadmap») für die Reduktion der Emissionen bis zum Jahr 2050 veröffentlicht. Bis 2050 sollte die EU demnach ihre Treibhausgasemissionen um 80 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 senken. Derzeit arbeitet die EU an den Zielen für nach 2020. Namentlich werden die Zielsetzungen für das Jahr 2030 beraten (*s. oben sowie Teilkapitel Clean Energy Package, Infrastruktur und Klimapolitik*). Zusätzlich will die Kommission eine neue langfristige Strategie für die Reduktion der Treibhausgasemissionen vorlegen, die über das Jahr 2030 hinausgeht. Diese würde die bisherige Roadmap 2050 ablösen.

Energieunion

Die EU-Staats- und Regierungschefs gaben im März 2015 den Anstoss zur Schaffung einer so genannten Energieunion. Sie befürworteten damit eine Idee der Kommission, die das Konzept seither weiterverfolgt. Die Energieunion dient der konzeptionellen Bündelung aller Bereiche der EU-Energiepolitik und ist eine Rahmenstrategie mit fünf Dimensionen: Versorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Reduktion der Treibhausgasemissionen/Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Seit November 2015 legt die Kommission jährlich einen Bericht zum Stand der Energieunion vor. Mit der neuen Verordnung über die Gouvernanz der Energieunion (*s. weiter unten*), die voraussichtlich 2019 in Kraft treten wird, verankert die EU die Energieunion auch rechtlich (Quelle: COM(2017) 688 final).

Umsetzung Network Codes

Seit 2015 sind in der EU mehrere so genannte Network Codes oder Guidelines für den Strombereich in Form von Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission in Kraft getreten. Der Auftrag zur Einführung der Network Codes ergab sich aus der bestehenden Strombinnenmarkt-Verordnung. Die Network Codes regeln grenzüberschreitende Angelegenheiten im Stromhandel und Übertragungsnetzbetrieb. Ein Beispiel ist die Einführung von Regeln für die Marktkopplung zwischen EU-Mitgliedstaaten: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stromhandels zu einem integrierten Strommarkt. Mit den Network Codes werden mehrere neue Handelsplattformen für verschiedene Stromprodukte eingeführt. Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement⁴⁹, über die Vergabe langfristiger Kapazität⁵⁰ und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem⁵¹. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird. Dieser Ausschluss 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 ist eine Zunahme der Ringflüsse durch die Schweiz zwischen Deutschland und Frankreich zu verzeichnen. Anzumerken ist, dass die Regelung zum Systemausgleich der Schweiz eine Teilnahme an den geplanten Plattformen für den Austausch von Regelenergie in Aussicht stellt, falls der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Leistungsflüssen durch die Schweiz führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden. Ein Entscheid der Europäischen Kommission über die Teilnahme der Schweiz steht noch aus.

Das „Clean Energy Package“

Zur Umsetzung der Energieunion hat die Europäische Kommission am 30. November 2016 ein umfangreiches Paket mit acht Gesetzesvorschlägen sowie Berichten zu Strommarktdesign, Erneuerbare Energien (RES), Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz vorgelegt. Das Paket unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“ („Clean Energy for All Europeans“) soll den Strombinnenmarkt und die Erneuerbaren Energien für die Zukunft ausrichten und die Erreichung der Klima- und Energieziele der EU sicherstellen⁵². Kernelemente des Paktes sind:

- **Strommarktdesign:** Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Richtlinie*, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. So sollen Konsumenten am Wandel der Energiemärkte teilhaben, indem Informationen verbessert, Wettbewerbshindernisse beseitigt sowie Möglichkeiten zur Eigenerzeugung und Vermarktung des Flexibilitätspotenzials geschaffen werden. Umstritten ist beispielweise die Frage, ob und unter welchen Bedingungen Netzbetreiber Energiespeicheranlagen besitzen und betreiben dürfen. Mit der Neufassung der *Strombinnenmarkt-Verordnung*, die ebenfalls aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, sollen neue Regeln für den europäischen Strombinnenmarkt gelten, der an die zunehmend dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird. Die Revision zielt auf eine weitere Flexibilisierung des Strommarkts (Einspeisung von Erneuerbaren, Speicher, Demand-Side-Management) und auf europäische Analysen zur Versorgungssicherheit. Ferner werden Prinzipien für einen grenzüberschreitenden Strommarkt festgelegt; insbesondere der Kurzfristhandel soll ausgebaut und die Grenzkapazitäten, die dem Markt zur Verfügung stehen, erhöht werden. Durch die dezentrale Stromerzeugung erhalten die Verteilnetze eine bedeutendere Rolle; die EU will deshalb eine so genannte DSO-Entity (DSO: Distribution System Operator) schaffen, welche die Verteilnetzbetreiber auf EU-Ebene

⁴⁹ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

⁵⁰ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁵¹ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

vertritt. Die DSO-Entity soll unter anderem zur Integration der erneuerbaren Energien und zur Digitalisierung der Stromnetze beitragen, zudem soll sie bei der Erarbeitung von Netzkodizes für Verteilnetzbetreiber mitwirken, die dann von der Kommission als delegierte Rechtsakte verabschiedet werden. Auf der Übertragungsnetzebene werden u.a. die Regional Security Coordinators (RCS) aufgewertet. Weitere Elemente betreffen unter anderem die Network Codes, die Ausgestaltung der Stromgebotszonen, Adequacy Assessments (Modellierungen zur Versorgungssicherheit) und Regeln für Kapazitätsmärkte. Die Vorlagen zum Strommarktdesign befinden sich voraussichtlich bis Ende 2018 in der Abstimmung zwischen den politischen Institutionen der EU (sog. Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission). Die künftige Funktionsweise des EU-Strombinnenmarkts ist für die Schweiz von Bedeutung. Der wichtigste Grund hierfür ist die seit Jahrzehnten gepflegte enge Vernetzung der Strommärkte der Schweiz und der EU sowie die Absicht beider Seiten, den gegenseitigen Marktzugang mit einem Stromabkommen rechtlich abzusichern. Gelingt es der EU, den europäischen Strommarkt zu stärken und flexibler zu machen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sowie marktverzerrende nationale Alleingänge zurückzubinden, kommt dies über günstigere Preise (als bei weniger Marktintegration), stabile Rahmenbedingungen und erhöhte Versorgungssicherheit auch der Schweiz zu Gute. Ob und wie stark die Schweiz davon profitieren kann, hängt jedoch auch vom Vorhandensein eines Stromabkommens ab. Offene Fragen zum künftigen EU-Strommarktdesign gibt es aus Schweizer Sicht beispielsweise bei der Behandlung von Drittstaaten, die kein Abkommen für den Zugang zum Strombinnenmarkt der EU haben.

- **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER):** Mit der Neufassung der *ACER-Verordnung* soll die Rolle der Agentur an den neuen Rechtsrahmen für das Strommarktdesign und die Strom-Versorgungssicherheit angepasst werden. Ziel ist insgesamt eine Stärkung der Rolle von ACER. Die Vorlage befindet sich voraussichtlich bis Ende 2018 im Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission. Da die Schweiz umgeben ist vom EU-Strombinnenmarkt, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den Strommarkt der Schweiz und ist insbesondere für die EICom von Relevanz. Ohne Stromabkommen gibt es nur beschränkte Mitwirkung der Schweiz in ACER.
- **Energieeffizienz:** Im Bereich Energieeffizienz hat die Kommission Vorschläge für die Revisionen der Richtlinien für Energieeffizienz und Gebäudeeffizienz vorgelegt. Mit dem Übereinkommen von Paris werden die Ziele der *Energieeffizienz-Richtlinie* an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 angepasst. Im Juni 2018 einigten sich Kommission, Rat und Parlament auf ein verbindliches Effizienzziel von 32,5 Prozent auf Unionsebene. Der Rat und das Parlament müssen den Kompromiss noch formell annehmen, bevor er voraussichtlich 2019 in Kraft treten kann. Die aktualisierte *Gebäudeeffizienz-Richtlinie* soll Gebäude „intelligenter“ machen und Gebäudesanierungen noch stärker unterstützen. Die definitive Version der Richtlinie wurde im Juni 2018 publiziert und trat am 9. Juli 2018 in Kraft. Die Schweiz ist von beiden Richtlinien nicht betroffen.
- **Erneuerbare Energien:** Mit einer Neufassung der *Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RES-Richtlinie)* soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Energieverbrauch bis 2030 weiter gesteigert werden. Nach intensiven Verhandlungen wird ein verbindliches Erneuerbaren-Ziel von 32 Prozent auf Unionsebene gelten. Die Mitgliedsstaaten sind verpflichtet, nationale Beiträge zum Unionsziel zu leisten. Der Mechanismus zur Festlegung der staatlichen Beiträge und Überwachung der Zielerreichung wird in der separaten Gouvernanz-Verordnung geregelt (*vgl. unten*). Die Richtlinie enthält unter anderem Vorgaben zur Förderung, zu Eigenerzeugung und Eigenverbrauch, zum Wärmemarkt, zu Herkunftsnachweisen (HKN) und zu Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie. Die Richtlinie ermutigt die Mitgliedstaaten auch zur grenzüberschreitenden Öffnung ihrer Fördersysteme. Im Juni 2018 einigten sich Kommission, Rat und Parlament auf die neue Richtlinie. Der Rat und das Parlament müssen den Kompromiss noch formell annehmen, bevor er voraussichtlich 2019 in Kraft treten kann. Ohne Stromabkommen würde die Schweiz vom HKN-Handel ausgeschlossen, da das Clean Energy Package nur noch HKN aus Drittstaaten mit Abkommen akzeptiert. Bisher können die Mitgliedstaaten autonom entscheiden, welche HKN aus Drittstaaten sie akzeptieren.

- **Strom-Versorgungssicherheit:** Die neue *Verordnung zur Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich* soll die Mitgliedstaaten auf Krisensituationen im Stromsektor vorbereiten, welche beispielsweise durch extreme Wettersituationen, Cyberangriffe oder Brennstoffmangel hervorgerufen werden. Die Kommission möchte den legislativen Rahmen solch grenzüberschreitend wirkenden Krisen anpassen. Vorgesehen sind regional und EU-weit abgestimmte nationale Risikovorsorgepläne. Ausserdem soll der Informationsaustausch im Krisenfall verbessert werden. Die Vorlage befindet sich voraussichtlich bis Ende 2018 im Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission. 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, ohne aber Rechte einfordern zu können. So wurde im Februar 2018 der zweite gemeinsame Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des Pentilateralen Energieforums über die regionale Sicherheit der Stromversorgung veröffentlicht (s. *Themenfeld Versorgungssicherheit*).
- **Gouvernanz der Energieunion:** Das Ziel der vorgeschlagenen *Gouvernanz-Verordnung* 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 so genannte integrierte nationale Energie- und Klimapläne für den Zeitraum 2021-2030. Darin sollen die Mitgliedstaaten ihre nationalen Ziele, Politiken und Massnahmen für die fünf Dimensionen der Energieunion darlegen. 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 in die Hand. Im Juni 2018 verständigten sich Rat und Parlament auf die neue Verordnung. Der Rat und das Parlament müssen den Kompromiss noch formell annehmen, bevor er voraussichtlich 2019 in Kraft treten kann.

(Quellen: COM(2016) 860 final / Rat der Europäischen Union, 2018).

Aus Besorgnis, dass die Sicherheit der Stromversorgung im Energy-Only-Markt (EOM) nicht immer genügend gewährleistet ist, haben diverse Mitgliedstaaten der EU verschiedene Formen von **Kapazitätsmechanismen** eingeführt. Ein Kapazitätsmechanismus wird in der EU so verstanden, dass Stromerzeuger und andere Kapazitätsanbieter wie Lastmanagementanbieter eine Vergütung dafür erhalten, dass sie im Bedarfsfall zur Verfügung stehen. Die Zunahme solcher nationalen Mechanismen ist in der EU jedoch auch auf Kritik gestossen. Die Europäische Kommission hat deshalb 2016 den Abschlussbericht einer Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen vorgelegt. Sie zeigt auf, dass Kapazitätsmechanismen wettbewerbsverzerrend wirken, die Dekarbonisierungsziele gefährden und den Preis für die Versorgungssicherheit in die Höhe treiben können. Die Kommission stellte klar, dass die öffentliche Unterstützung für Kapazitätsanbieter grundsätzlich staatliche Beihilfen darstellten und deshalb den Beihilfavorschriften der EU entsprechen müssten. Mit der Anwendung der Beihilferegeln will die Kommission sicherstellen, dass Mitgliedstaaten nur dann Kapazitätsmechanismen einführen, wenn diese tatsächlich notwendig sind. Nationale Kapazitätsmechanismen dürfen aus Sicht der EU nicht dazu führen, dass der neu geschaffene EU-Binnenmarkt wieder in nationale Märkte zerfällt, die Konsumentinnen und Konsumenten die Kosten dafür zu tragen haben und zudem die Klimaziele gefährdet werden. Zusätzlich zur Sektoruntersuchung hat die Kommission mit dem Clean Energy Package verbesserte Regeln für Kapazitätsmärkte im EU-Binnenmarkt vorgeschlagen. Diese Vorschläge sind Teil der *Strombinnenmarkt-Verordnung* und befinden sich noch in Beratung (Quelle: C(2016) 2107 final).

Energieversorgungssicherheit und Infrastruktur

Zur Konkretisierung ihrer Strategie zur Stärkung der Energieversorgungssicherheit⁵³ legte die Kommission am 16. Januar 2016 ein Versorgungssicherheitspaket vor. Zentrale Bestandteile des Pakets sind:

- **Revision der Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung:** Wegen der Abhängigkeit von Lieferanten aus Drittländern will sich die EU auf ihren Märkten für eventuelle Störungen der Gasversorgung besser wappnen. Kernpunkte der neuen Verordnung sind das Solidaritätsprinzip, bei dem benachbarte Mitgliedstaaten einander im schweren Krisenfall unterstützen, um die Energieversorgung der Haushalte und wesentlichen sozialen Dienste zu sichern, eine engere regionale Zusammenarbeit sowie mehr Transparenz zu ermöglichen, indem Erdgasunternehmen langfristige, für die Versorgungssicherheit relevante Verträge melden müssen. Die revidierte Verordnung ist seit dem 1. November 2017 in Kraft⁵⁴. 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 wird derweil weiterhin an den Sitzungen der Gas Coordination Group teilnehmen, welche die EU nach der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009 eingesetzt hatte; seit 2013 wird die Schweiz dazu fallweise eingeladen (s. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*).
- **Revision der Entscheidung über zwischenstaatliche Abkommen im Energiebereich:** Die Kommission will mit Vorab-Prüfungen sicherstellen, dass zwischenstaatliche Abkommen, die EU-Mitgliedstaaten mit Drittstaaten schliessen und die für die Sicherheit der Energieversorgung der EU relevant sind, transparenter werden und in allen Punkten mit dem EU-Recht vereinbar sind. Anvisiert ist vor allem Russland. Die Vorabprüfung ist namentlich in den Bereichen Öl und Gas zwingend. Die Vorlage trat am 2. Mai 2017 in Kraft⁵⁵. Die Schweiz ist bisher nicht spürbar davon betroffen gewesen.

Um das Funktionieren des Energiebinnenmarkts der EU zu verbessern und eine grössere Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten zu erreichen, hat die Kommission am 8. November 2017 im Weiteren eine Änderung der **Gasmarchrichtlinie** aus dem Jahr 2009 vorgeschlagen. Damit soll nach Angaben der Kommission ergänzt und klargestellt werden, dass die wesentlichen Grundsätze des EU-Gasbinnenmarktes (Zugang Dritter zu Leitungen, Entgeltregulierung, eigentumsrechtliche Entflechtung und Transparenz) für alle Gasleitungen, die in Drittländer hinein- bzw. aus Drittländern herausführen, bis zur Grenze des EU-Gebiets gelten. Der Vorschlag der Kommission steht im Zusammenhang mit der geplanten, innerhalb der EU umstrittenen Ostsee-Pipeline „Nord Stream 2“, welche parallel zur bestehenden Pipeline „Nord Stream 1“ russisches Erdgas durch die Ostsee nach Deutschland bringen soll. Der Gesetzgebungsprozess zu dieser Vorlage ist derzeit blockiert; das Parlament unterstützt die Stossrichtung der Kommission, der Rat hat sich bisher nicht auf eine Position einigen können. Sollte die Beratung wieder aufgenommen werden, wird die Schweiz prüfen müssen, ob sie davon betroffen sein wird.

(Quellen: COM, 2016 / COM, 2017a)

Im Bereich **Infrastruktur** veröffentlichte die Kommission am 24. November 2017 zwei nennenswerte Publikationen. In der *Mitteilung über die Stärkung der europäischen Energienetze* informierte sie über das für 2030 vorgegebene übergeordnete Ziel eines Verbundgrads von 15 Prozent (bis 2020 hatte die

⁵³ Als Reaktion auf ihre hohe Importabhängigkeit und das damalige geopolitische Umfeld (Konflikt Ukraine-Russland) erarbeitete die EU 2014 eine umfassende Strategie zur Stärkung der Energieversorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang wurde die Erdgasversorgung der einzelnen europäischen Länder einer umfassenden Risikobewertung (sog. Stresstests) unterzogen; auch die Schweiz nahm daran teil (BFE, 2014). Die EU-Strategie floss 2015 in die Versorgungssicherheits-Dimension der Energieunion ein.

⁵⁴ Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010.

⁵⁵ Decision (EU) 2017/684 of the European Parliament and of the Council of 5 April 2017 on establishing an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements and non-binding instruments between Member States and third countries in the field of energy, and repealing Decision No 994/2012/EU.

EU ein Ziel von mindestens 10 Prozent gesetzt⁵⁶). Das bedeutet, dass jeder Mitgliedstaat seine Stromleitungen so auslegen sollte, dass mindestens 15 Prozent des in den jeweiligen Kraftwerken erzeugten Stroms grenzüberschreitend in Nachbarländer weitergeleitet werden kann. Die Kommission schlägt vor, das Verbundziel durch eine Reihe zusätzlicher und spezifischerer Schwellenwerte zu operationalisieren, um festzustellen, wo der Ausbau von Verbindungskapazitäten dringlich ist. Die Schweiz, die mit ihren Nachbarstaaten im europäischen Vergleich besonders gut vernetzt ist, erfüllt nach den Angaben in der Mitteilung alle diese Kriterien. Das wichtigste Instrument der EU zur Verwirklichung der Verbundziele ist die Umsetzung der *Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI)*. Die dritte solche Liste veröffentlichte die Kommission ebenfalls am 24. November 2017. Für alle darin aufgeführten Vorhaben gelten beschleunigte Genehmigungsverfahren und bessere rechtliche Bedingungen; einige Projekte können von der EU finanzielle Unterstützung erhalten. Die Kommission weist darauf hin, dass bei allen neuen Projekten, die zur Verwirklichung des Ziels entwickelt werden, die endgültige Entscheidung über eine neue Infrastruktur stets auf der Grundlage einer gründlichen Kosten-Nutzen-Analyse getroffen werden sollte. Es sollten nur Verbindungsleitungen geplant werden, bei denen die potenziellen Vorteile nachweislich die Kosten überwiegen. Die aktuelle PCI-Liste umfasst auch grenzüberschreitende Projekte, welche das Schweizer Territorium betreffen; im Bereich Strom befinden sich zwei Projekte für eine verbesserte Verbindung zwischen der Schweiz und Italien auf der Liste sowie im Gasbereich die Transitgas-Leitung von Deutschland bzw. Frankreich durch die Schweiz nach Italien, welche eine Umkehrung der Flussrichtung („Reverse Flow“) ermöglicht (Quellen: COM(2017) 718 final / COM, 2017c).

Klimapolitik, Mobilität und Energieeffizienz

Wie oben erwähnt, hat sich die EU für die Periode 2021–2030 neue Emissionsverminderungsziele gesetzt. Zentrales Instrument dafür im Rahmen der **Klimapolitik ist das Emissionshandelssystem (EHS) der EU**, welches für diese Periode revidiert wurde. Die entsprechende Richtlinie (Richtlinie (EU) 2003/87) für das EHS der EU 2021-2030 trat am 8. April 2018 in Kraft (Änderungen gemäss Richtlinie (EU) 2018/410). Mit den Neuerungen soll in den Wirtschaftssektoren, die vom EU-EHS erfasst sind, bis 2030 eine Emissionsreduktion von 43 Prozent gegenüber 2005 erreicht werden. Die wichtigsten Änderungen betreffen die jährliche Reduktion der verfügbaren Menge an Emissionsrechten (2,2 Prozent im Vergleich zu den aktuellen 1,74 Prozent), aufdatierte und dynamischere Regeln für die kostenlose Zuteilung und ein Ausschluss von internationalen Emissionsminderungszertifikaten. Ausserdem soll die Marktstabilitätsreserve erhöht werden, indem bis 2023 doppelt so viele Emissionsrechte wie ursprünglich geplant aufgrund eines mengenabhängigen Mechanismus in diese überführt werden können. Die Weiterentwicklung des EHS ist auch für die Schweiz relevant, welche ihr Emissionshandelssystem mit jenem der EU verknüpfen will. Der Bundesrat hat seine Botschaft zur Genehmigung des Abkommens zur Verknüpfung der beiden EHS Anfang Dezember 2017 dem Parlament unterbreitet. Die Beratungen laufen seit 2018. Die EU hat der Verknüpfung bereits zugestimmt (Quellen: COM, 2017b / Bundesrat, 2017b).

Im Bereich **Mobilität** hat die Kommission in den Jahren 2017 und 2018 drei umfangreiche Mobilitätspakete präsentiert. Darunter befand sich am 8. November 2017 der Vorschlag für eine Neufassung der Verordnung zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge mit neuen Zielvorgaben für die CO₂-Emissionen von Fahrzeugen, die ab 2025 bzw. 2030 gelten sollen: Demnach müssen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen von im Jahr 2025 bzw. 2030 in der EU neu zugelassenen Personenwagen und leichten Nutzfahrzeugen 15 bzw. 30 Prozent unter den Werten des Jahres 2021 liegen. Das EU-Parlament sprach sich Anfang Oktober 2018 derweil für eine Kürzung um 40 Prozent bis 2030 aus mit einem Zwischenziel von 20 Prozent bis 2025. Ähnliche Ziele sollen für neue leichte Nutzfahrzeuge gelten. Der Rat der Umweltminister will derweil weniger weit gehen. Die Vorschläge gegen nun in den Trilog zwischen Kommission, Parlament und Rat. In der Schweiz

⁵⁶ Per November 2017 geht die EU davon aus, dass 17 der 28 Mitgliedstaaten den Zielwert von 10 Prozent bereits erreicht haben oder auf dem Weg sind, ihn bis 2020 zu erreichen.

hat der Bundesrat im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes vorgeschlagen, der Bundesversammlung rechtzeitig weitergehende Zielwerte für Fahrzeuge für die Zeit nach 2024 zu erarbeiten, sobald der Stand der Arbeiten in der EU dies zulässt. Bis 2024 sollen Zielwerte von 95 Gramm CO₂ pro Kilometer für Personenwagen und 147 Gramm CO₂ pro Kilometer für leichte Nutzfahrzeuge gelten (Quelle: COM(2017) 676 final / Bundesrat 2017a).

Im Bereich **Energieeffizienz** für Geräte einigten sich am 21. März 2017 das Europäische Parlament und der Rat auf eine von der Kommission im 2015 vorgeschlagene **Rahmenverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung (Energieetikette)**. Die wichtigsten Änderungen sind Rückkehr zur klaren Skala von A bis G durch den Wegfall der unübersichtlichen Kennzeichnung mit A+ bis A+++ innerhalb einer vorgegebenen Frist und die Einführung einer Produktdatenbank. Die Verordnung trat am 1. August 2017 in Kraft⁵⁷.

Internationale Klimapolitik

Als Meilenstein für die internationale Klimapolitik trat am 4. November 2016 das Übereinkommen von Paris in Kraft, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an. Das Übereinkommen von Paris verpflichtet alle Staaten dazu, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei eine Begrenzung auf 1,5 Grad Celsius angestrebt wird. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Mittlerweile sind alle 197 Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) dem Übereinkommen beigetreten und 181 haben es ratifiziert. Am 1. Juni 2017 gab US-Präsident Donald Trump bekannt, dass die USA sich aus dem Übereinkommen von Paris zurückziehen wollen. Damit wären die USA die einzige Vertragspartei, die nicht am Übereinkommen teilnimmt. Aufgrund der Kündigungsfristen ist der formale Austritt jedoch erst auf November 2020 möglich. Bis dahin bleiben die USA de jure Vertragspartei.

Die Schweiz hinterlegte am 6. Oktober 2017 die Ratifikation, nachdem die Bundesversammlung das Übereinkommen am 16. Juni 2017 genehmigt hatte. Mit der Genehmigung des Übereinkommens stimmte die Bundesversammlung auch dem Gesamtreduktionsziel der Treibhausgase von 50 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 zu. Dies mit der Ergänzung, dass die Aufteilung zwischen Inland- und Auslandanteil erst mit der nationalen Umsetzung bestimmt wird. Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss zudem wie bis anhin alle zwei Jahre gegenüber dem Sekretariat der UNO-Klimakonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Das Übereinkommen von Paris muss in nationales Recht umgesetzt werden. Der Bundesrat hat dafür am 1. Dezember 2017 die Vorlage zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes vorgelegt, welche sich derzeit in der parlamentarischen Beratung befindet (Quelle: Bundesrat, 2017a).

Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Die **Verhandlungen mit der EU über ein bilaterales Stromabkommen** wurden im Berichtszeitraum vorangebracht. Es handelt sich im Wesentlichen um ein Abkommen zur Gewährung des gegenseitigen Strommarktzugangs. Inhalt und Umfang sind weitgehend bestimmt. Diverse Fragen in verschiedenen

⁵⁷ Regulation (EU) 2017/1369 of the European Parliament and of the Council of 4 July 2017 setting a framework for energy labelling and repealing Directive 2010/30/EU
78/84

Bereichen des Abkommens sind aber noch Gegenstand der Verhandlungen. Die EU macht den Abschluss der Verhandlungen abhängig von Fortschritten beim Rahmenabkommen zwischen der Schweiz und der EU.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als Beobachterin am erweiterten Pentalateralen Energieforum teil, in dem die Themen Marktintegration, Versorgungssicherheit und Flexibilität im Stromsektor behandelt werden. Im Juni 2017 unterzeichneten die Pentaländer (Deutschland, Frankreich, Österreich, Benelux-Staaten, Schweiz als Beobachterin) ein Memorandum of Understanding, mit dem die regionale Zusammenarbeit im Bereich Notfallplanung und Krisenmanagement verbessert werden soll.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Im Berichtszeitraum wurden die Kontakte zu mehreren Ländern ausgebaut. Mit Deutschland soll eine gemeinsame Energie- und Klimaagenda erarbeitet werden, wie im September 2018 im Rahmen eines Treffens von Bundesrätin Doris Leuthard und dem deutschen Wirtschaftsminister Peter Altmaier vereinbart wurde. 2018 reiste Bundesrätin Leuthard mit einer Delegation, darunter Vertreterinnen und Vertreter des Schweizer Energiesektors, nach Vietnam und Thailand sowie 2017 nach Argentinien und Peru. Im Weiteren wurden 2017 und 2018 Absichtserklärungen mit China und Marokko unterzeichnet, um die Zusammenarbeit im Energiebereich zu verstärken. Mit China wurde eine einmal jährlich tagende Energie-Arbeitsgruppe mit den Schwerpunktthemen Wasserkraft, Netze, Batterien und Solarenergie aufgestellt. Die Absichtserklärung mit Marokko erfolgte im Rahmen einer Reise vom Juni 2018 von Bundesrätin Leuthard mit einer Cleantech-Delegation.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur und der Energiecharta. Des Weiteren wirkte sie bei der Internationalen Atomenergie-Organisation der UNO und der Internationalen Agentur für erneuerbare Energien mit. Im November 2017 führte die IEA im Weiteren ihre so genannte Tiefenprüfung der Schweizer Energiepolitik durch. Der Bericht wurde im Oktober 2018 vorgestellt, demnach erhält die Schweiz gute Noten für ihre Energiepolitik, die IEA empfiehlt jedoch, den Umbau des Energiesystems im Einklang mit der Klimapolitik voranzutreiben und den dafür nötigen regulatorischen Rahmen weiterzuentwickeln.

(Quellen: Bundesrat, 2018 a+b / UVEK, 2017+2018 / OECD/IEA, 2018h)

Literatur- und Quellenverzeichnis

- BAFU (2018a): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2016.
- BAFU (2018b): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
- BAZL (2018): Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2017 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 (2018a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017.
- BFE (2018b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2017.
- BFE (2018c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017.
- BFE (2018d): Bundesamt für Energie, Angaben zu Klimarappen und Schätzung Kompensationspflicht 2017.
- BFE (2018e): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2016.
- BFE (2018f): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2017.
- BFE (2018g): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2015 und 2016.
- BFE/Swissgrid (2018): Informationen zum Status von Netzprojekten.
- BFS (2018a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2017.
- BFS (2018b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2017.
- BFS (2018c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2017.
- BFS/BAFU/ARE (2018): 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 (2015): Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBI 2015 7877.
- Bundesrat (2016): Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBI 2016 3865.
- Bundesrat (2017a): Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020, BBI 2018 247.
- Bundesrat (2017b): Botschaft zur Genehmigung des Abkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme und über seine Umsetzung (Änderung des CO₂-Gesetzes), BBI 2018 411.
- Bundesrat (2018a): Aussenpolitischer Bericht 2017, BBI 2018 1791.
- Bundesrat (2018b): Medienmitteilungen zum Europadossier vom 5. März und 28. September 2018.
- Bundesrat (2018c): Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), BBI 2018 6391.
- C(2016) 2107 final: Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen.
- COM(2016) 860 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
- COM(2017) 718 final: Mitteilung der Europäischen Kommission über die Stärkung der europäischen Energienetze.
- COM(2017) 676 final: Proposal for a regulation setting emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles as part of the Union's integrated approach to reduce CO₂ emissions from light-duty vehicles.
- COM(2017) 688 final: Third Report on the State of the Energy Union.
- COM (2016): Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 16. Februar 2016, Kommission legt Paket zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung vor.

COM (2017a): Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 8. November 2017, Kommission ergreift Schritte zur Ausweitung der EU-Gasvorschriften auf Pipelines für Importe.

COM (2017b): Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 9. November 2017, EU Emissions Trading System: Landmark agreement between Parliament and Council delivers on EU's commitment to turn Paris Agreement into reality.

COM (2017c): Delegierte Verordnung (EU) 2018/540 der Kommission vom 23. November 2017 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse

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

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

EFV (2018): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2017.

Eicher + Pauli (2018): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2017. I. A. des BFE.

EICom (2018a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2017.

EICom (2018b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018.

EICom (2018c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.

EICom (2018d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2017.

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

ENTSO-E (2018): Mid-term Adequacy Forecast 2018.

EU (2018a): European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observation for Energy 2017.

Europäischer Rat (2014): Schlussfolgerungen Tagung vom 23. und 24. Oktober.

Eurostat (2018): Indikatorenbericht zur «Strategie Europa 2020».

EV (2018): Erdöl-Vereinigung. Jahresberichte 2013-2018.

EZV/OZD (2018): Eidgenössische Zollverwaltung, Oberzolldirektion: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2017.

Innosuisse/KTI (2018): Tätigkeitsbericht 2017.

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 (2017): International Energy Agency, Coal 2017: Analysis and Forecasts to 2022.

OECD/IEA (2018a): International Energy Agency IEA, Energy Prices and Taxes 2017.

OECD/IEA (2018b): International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2017.

OECD/IEA (2018c): International Energy Agency, Gas 2018: Analysis and Forecasts to 2023.

OECD/IEA (2018d): International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2018.

OECD/IEA (2018e): International Energy Agency, Coal Information: Overview 2018.

OECD/IEA (2018f): International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2018.

OECD/IEA (2018g): Oil 2018: Analysis and Forecasts to 2023.

OECD/IEA (2018h): International Energy Agency, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review.

PLEF SG2 (2018): Pentalateral Energy Forum Support Group 2, 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 (2018a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2017 nach Bestimmungsfaktoren. I. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2018b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken. I. A. des BFE.

Pronovo (2018): Cockpit über Zwischenstand Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütungen per Ende des 3. Quartals 2018.

PSI (2017): Paul Scherrer Institut, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. I. A. des BFE.

- Rat der Europäischen Union (2018): Vorschläge und Mitteilungen.
- Rodríguez-Gómez N., Zaccarelli N., Bolado-Lavín R. (2015): Improvement in the EU gas transmission network between 2009 and 2014.
- SNF (2015): Schweizerischer Nationalfonds, Nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70, 71).
- Swissgas und VSG (2018): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.
- Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.
- 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.
- UVEK (2017): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
- UVEK (2018): 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?
- VSG (2018): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2017.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Richtwerte des Energiegesetzes sowie langfristige Zielsetzung der Energiestrategie 2050	6
Abbildung 2: Themenfelder und Indikatoren im jährlichen Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)	9
Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	11
Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	12
Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh).....	13
Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr	15
Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)	16
Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen).....	17
Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %).....	18
Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken	19
Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken).....	20
Abbildung 12: Übersicht Netzzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 17.10.2018) .	24
Abbildung 13: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzzvorhaben auf Netzebene 1 per 17. Oktober 2018 in Jahren.....	25
Abbildung 14: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)	28
Abbildung 15: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz	29
Abbildung 16: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.).....	30
Abbildung 17: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch	31
Abbildung 18: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern	32
Abbildung 19: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)	33
Abbildung 20: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2017	36
Abbildung 21: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	37
Abbildung 22: Leistungsreserven im Jahr 2016	38
Abbildung 23: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes	39
Abbildung 24: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)	40
Abbildung 25: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	41
Abbildung 26: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE).....	42
Abbildung 27: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)	43
Abbildung 28: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)	45
Abbildung 29: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte	46
Abbildung 30: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger	49

Abbildung 31: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet).....	51
Abbildung 32: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet).....	53
Abbildung 33: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh).....	55
Abbildung 34: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)	56
Abbildung 35: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)	58
Abbildung 36: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)	59
Abbildung 37: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf)	61
Abbildung 38: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne int. Flugverkehr)	62
Abbildung 39: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)	63
Abbildung 40: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)	64
Abbildung 41: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real).....	67