



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

**Bericht** vom Dezember 2023

---

# **Energiestrategie 2050**

## **Monitoring-Bericht 2023 (ausführliche Fassung)<sup>1</sup>**

---

---

<sup>1</sup> Mit Daten mehrheitlich bis 2022. Im Jahr 2022 ist kein jährlicher Monitoringbericht erschienen. Stattdessen verabschiedete der Bundesrat Ende 2022 die erste fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings (Bundesrat, 2022c).

**Datum:** Dezember 2023

**Ort:** Bern

**Herausgeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Internet:**

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

**Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Wichtiges in Kürze</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>8</b>
2.1	Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings .....	11
2.2	Bezugsrahmen für das Monitoring.....	11
2.2.1	Stossrichtung der Energiestrategie 2050 .....	12
2.3	Themenfelder und Indikatoren des Monitorings .....	13
<b>3</b>	<b>Themenfeld Energieverbrauch und -produktion</b> .....	<b>15</b>
3.1	Überprüfung der Richterwerte gemäss Energiegesetz .....	15
3.1.1	Endenergieverbrauch pro Person und Jahr.....	16
3.1.2	Stromverbrauch pro Person und Jahr .....	17
3.1.3	Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) .....	18
3.1.4	Stromproduktion aus Wasserkraft .....	19
3.2	Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch .....	21
3.2.1	Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs .....	21
3.2.2	Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren .....	22
3.2.3	Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch .....	24
3.2.4	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken .....	24
3.2.5	Energie- und Stromintensität .....	27
3.2.6	PV-Anlagen im Eigenverbrauch .....	28
<b>4</b>	<b>Themenfeld Netzentwicklung</b> .....	<b>30</b>
4.1	Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz .....	30
4.2	Erdverlegung von Leitungen.....	40
4.3	Netzinvestitionen und -abschreibungen .....	41
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen .....	41
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen.....	42
4.4	Entwicklung der intelligenten Netze.....	43
4.4.1	Intelligente Zähler (Smart Meter).....	43
4.4.2	Spannungsregelungsinstrumente (Transformation) .....	44
4.4.3	Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität).....	45
<b>5</b>	<b>Themenfeld Versorgungssicherheit</b> .....	<b>46</b>
5.1	Energieübergreifende Sicht .....	46
5.1.1	Diversifizierung der Energieversorgung .....	46
5.1.2	Auslandabhängigkeit .....	48
5.2	Stromversorgungssicherheit.....	49
5.2.1	System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit .....	49
5.2.2	Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf.....	53
5.2.3	Importkapazität .....	54

5.2.4	Belastung N-1 im Übertragungsnetz .....	55
5.2.5	Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit .....	56
5.3	Gasversorgungssicherheit .....	57
5.3.1	Zweistoffanlagen.....	57
5.3.2	Infrastrukturstandard.....	58
5.4	Ölversorgungssicherheit.....	60
5.4.1	Diversifikation der Transportmittel .....	60
5.4.2	Importportfolio von Rohöl.....	61
5.4.3	Importe von Rohöl und Erdölprodukten.....	62
<b>6</b>	<b>Themenfeld Ausgaben und Preise.....</b>	<b>64</b>
6.1	Endverbraucherausgaben für Energie.....	64
6.2	Energiepreise.....	66
6.2.1	Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich .....	67
6.2.2	Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen .....	71
6.2.3	Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte .....	73
<b>7</b>	<b>Themenfeld CO<sub>2</sub>-Emissionen .....</b>	<b>76</b>
7.1	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf .....	76
7.2	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen insgesamt und nach Sektoren .....	77
7.3	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen .....	78
7.4	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen .....	79
7.5	Weitere Umweltauswirkungen .....	80
<b>8</b>	<b>Themenfeld Forschung und Technologie .....</b>	<b>81</b>
8.1	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung.....	81
8.2	Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie .....	82
<b>9</b>	<b>Themenfeld Internationales Umfeld.....</b>	<b>85</b>
9.1	Entwicklung der globalen Energiemärkte .....	85
9.2	Entwicklungen in der EU.....	88
9.2.1	«European Green Deal» und «Fit for 55» .....	88
9.2.2	Wiederaufbau und Resilienzfähigkeit .....	89
9.2.3	Reform des EU-Strommarktdesigns.....	89
9.2.4	Das «Clean Energy Package» .....	90
9.2.5	Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen .....	90
9.2.6	Umsetzung der Network Codes im Strombereich .....	91
9.2.7	Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit .....	92
9.2.8	Entwicklungen im Bereich Wasserstoff .....	93
9.3	Internationale Klimapolitik.....	94
9.4	Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich .....	95
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>97</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>102</b>

# 1 Wichtiges in Kürze

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz den schrittweisen Umbau ihres Energiesystems um. Zentrale Pfeiler dabei sind die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung ist seit Anfang 2018 in Kraft. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird die Energiestrategie 2050 weiterentwickelt. Das Parlament hat das Gesetz in der Herbstsession 2023 verabschiedet. Es wird voraussichtlich am 1. Januar 2025 in Kraft treten. Begleitet wird die Energiestrategie durch ein detailliertes Monitoring, welches jährlich darüber berichtet, wie die Schweiz auf diesem Weg vorankommt. Der vorliegende **Monitoringbericht 2023** zeigt die Situation per Ende 2022. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

**Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2022 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 6019 Gigawattstunden (GWh) oder 10,4 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. 2022 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1039 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 385 GWh pro Jahr. Das Wachstum ist grösstenteils auf den Ausbau im Bereich Photovoltaik zurückzuführen. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 414 GWh pro Jahr erforderlich. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein deutlich höherer Zielwert von 35'000 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein jährlicher Zuwachs von 2230 GWh nötig (*Seite 18*).

**Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2022 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 36'775 GWh. Der Richtwert 2035 gemäss Energiegesetz beträgt 37'400 GWh. Zwischen dem Basisjahr 2011 und 2035 wird ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon war 2022 ein Anteil von 67,3 Prozent erreicht. 2022 betrug der Nettozuwachs der mittleren Produktionserwartung gegenüber dem Vorjahr 67 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 117 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 48 GWh notwendig. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein Zielwert von 37'900 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 87 GWh nötig (*Seite 19*).

**Endenergieverbrauch pro Kopf:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2022 lag er 26,1 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -22,4). Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,3 Prozent pro Jahr sinken, damit der Richtwert 2035 (-43%) erreicht werden kann (*Seite 16*).

**Stromverbrauch pro Kopf:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2022 lag er 10,9 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -9,5%). Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage aufgrund der erforderlichen Elektrifizierung des Energiesystems zu rechnen. Darum kann der Richtwert 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden (*Seite 17*).

**Erneuerbare Energien insgesamt:** Der erneuerbare Anteil (Strom und Wärme) am gesamten Endenergieverbrauch ist seit 2000 gestiegen, ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. 2022 lag der Anteil wieder tiefer als im Jahr zuvor und zwar bei 25,7 Prozent (2021: 28%; 2000: 17%). Der deutliche Rückgang ist zum grössten Teil auf die tiefere effektive Produktion der Wasserkraftwerke aufgrund sehr geringer Niederschlagsmengen zurückzuführen (*Seite 24*).

**Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2022 rund 45 Prozent des Endenergieverbrauchs aus, Strom etwa 27 Prozent und Erdgas rund 13 Prozent. Während die Erholung der Wirtschaft nach der Covid-19-Pandemie insbesondere in einer starken Zunahme der Erdöltreibstoffe (+4% gegenüber 2021) sichtbar ist, wirkten die warme Witterung und die hohen Gaspreise dämpfend bei den Brennstoffen (-2% Öl; -2% Gas). Aktuell ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur hohen

Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt. Die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems wird sich künftig auch auf die Diversifizierung auswirken. Der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) ist von 2000 bis 2006 gestiegen und anschliessend bis 2021 gesunken. 2022 ist dieser Anteil wieder gestiegen, weil die Inlandproduktion aus Wasserkraft, wie oben erwähnt, ausserordentlich tief ausgefallen ist. Die Auslandabhängigkeit bewegte sich 2022 mit 73,2 Prozent (2021: 70,2%) weiterhin auf hohem Niveau (*Seite 46*).

**Stromversorgungssicherheit:** Aktuell steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus, nachdem mit dem russischen Angriff auf die Ukraine die Energieversorgung in Europa unter Druck geraten war und die Wiederaufnahme von Verhandlung mit der EU über ein Stromabkommen nach wie vor offen ist. Das BFE hat eine System-Adequacy-Studie für den Winter 2022/23 durchgeführt, die anhand bereits getroffener oder geplanter Entscheide in der Schweiz und Europa für verschiedene Szenarien die Möglichkeit von Stromversorgungsengpässen untersuchte. Die Studie kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch nicht ausgeschlossen werden konnten. Weiter hat die EICom ihre Analysen zur Stromversorgungssicherheit 2025 aktualisiert. Auch diese zeigen, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, Engpässe jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden können. Zur Verbesserung der längerfristigen Versorgungssicherheit sollen ab 2025 die Massnahmen greifen, die das Parlament im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien beschlossen hat. Im Weiteren verweist das Monitoring auf ausgewählte Indikatoren des Berichts «Stromversorgungssicherheit der Schweiz» der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EICom) (*ab Seite 49*).

**Netzentwicklung:** Mehrere Vorhaben des Strom-Übertragungsnetzes, welche noch vor 2013 initiiert worden waren, durchliefen jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. Bei jüngeren Verfahren kann tendenziell eine kürzere Verfahrensdauer festgestellt werden, weil seit 2013 verfahrensbeschleunigende Massnahmen gelten und mit der Energiestrategie 2050 sowie die Strategie Stromnetze eine weitergehende Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren vorsehen. Weiter will der Bundesrat den Planungsprozess für den Ausbau des Übertragungsnetzes verkürzen. Im Berichtszeitraum konnten weitere Prozess- und Verfahrensschritte eingeleitet oder entschieden werden (*ab Seite 30*).

**Energieausgaben und -preise:** Die *EndverbraucherAusgaben für Energie* betragen in der Schweiz im Jahr 2022 rund 34,1 Mrd. Franken. Nachdem der Wert im Jahr 2020 mit 22 Mrd. Franken einen Tiefpunkt erreicht hatte, stiegen die Ausgaben in den Jahren 2021 (rund 25,9 Mrd. Franken) und vor allem im Jahr 2022 stark an. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Preise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindex der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, um 22 Prozent innerhalb eines Jahres. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe – auf diese Energieträger entfielen mit 22,6 Mrd. Franken rund zwei Drittel der Gesamtausgaben für Energie. Für Strom wurden rund 10,5 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf feste Brennstoffe sowie Fernwärme (570 Mio. Franken). In den Energieausgaben enthalten sind Ausgaben für die Energie und den Transport sowie sämtliche Steuern und Abgaben. Beim internationalen Vergleich der *Energiepreise für Industriekunden* zeigt sich, dass der *Strompreis* in der Schweiz 2022 etwas unterhalb des OECD-Mittelwertes liegt. Bei *Heizöl und Diesel* liegen die Preise etwas über dem OECD-Mittelwert. Beim *Erdgas* sind in praktisch allen OECD-Ländern 2022 deutliche Preiserhöhungen aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine sichtbar. In der Schweiz liegen die Preise aber immer noch deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder – allerdings ist die Schweiz seit 2021 bezüglich Erdgas nicht mehr das teuerste Land der OECD (*ab Seite 64*).

**CO<sub>2</sub>-Emissionen:** Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2021 lagen sie bei 3,9 Tonnen und damit 32 Prozent tiefer als im Jahr 2000 (5,8 Tonnen). Damit das langfristige Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen 2050 pro Kopf noch energiebedingte Treibhausgasemissionen von rund 0,4 Tonnen an (*ab Seite 76*).

**Forschung- und Technologie:** Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme feststellbar. 2021 gingen die eingesetzten öffentlichen Mittel erstmals wieder stärker zurück. Dies ist im Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) begründet: Der ETH-Bereich und Innosuisse haben daher weniger zur Energieforschung in der Schweiz beigetragen. Da das BFE-Forschungsprogramm SWEET geringer dotiert ist als das Förderprogramm Energie, kann der Rückgang voraussichtlich auch in Zukunft nicht ganz kompensiert werden. 2021 betragen die Aufwendungen real knapp 400 Mio. Franken (2020: knapp 434 Mio. Fr.) (*Seite 81*).

**Internationales Umfeld:** 2021 waren die Energiepreise mit der wirtschaftlichen Erholung nach der Covid-19-Pandemie und der daran gekoppelten höheren Nachfrage nach Energie bereits stark angestiegen. Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 sah sich Europa mit einer Gasknappheit konfrontiert, was insbesondere die Gas- und Strompreise weiter in die Höhe trieb. Im zweiten Halbjahr 2022 haben diese ihren vorläufigen Höhepunkt erreicht. Die starken Preissteigerungen haben auch Auswirkungen auf die Schweiz (insbesondere bei Öl, Gas und Strom). Bei den Entwicklungen in der EU erwähnenswert ist einerseits der Next-Generation-EU-Wiederaufbauplan, mit dem dreistellige Milliardenbeiträge in die Energiewende, die Umwelt und den nachhaltigen Transport investiert werden. Andererseits die Revision des EU-Strommarktdesigns, mit welcher die Kurz- und Langfristmärkte gestärkt, die Abhängigkeit der Märkte von fossilem Gas reduziert und die Endverbraucher vor Preisspitzen geschützt werden sollen. Die offenen Punkte in den Beziehungen mit der EU will der Bundesrat gemäss seiner im Februar 2022 publizierten Stossrichtung auf der Grundlage eines breiten Paketansatzes angehen. Der Bundesrat bereitet sich bis Ende 2023 auf die Verabschiedung des Verhandlungsmandats vor (*ab Seite 85*).

## 2 Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Dies unter Beachtung einer weiterhin sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Die Schweizer Stimmbewölkerung hat in der Referendumsabstimmung vom Mai 2017 die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung angenommen, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Vor dem Hintergrund des neuen Klimaziels für 2050 (*s. weiter unten*) müssen insbesondere im Verkehrs- und Wärmebereich fossile Energieträger zu einem grossen Teil durch erneuerbaren Strom ersetzt werden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023) wird die Energiestrategie 2050 weiterentwickelt. Das Parlament hat das Gesetz in der Herbstsession 2023 verabschiedet. Es wird voraussichtlich am 1. Januar 2025 in Kraft treten (vorbehältlich einer Referendumsabstimmung). Das Gesetz sieht verschiedene Massnahmen vor, um die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent auszubauen, diese besser ins Stromsystem zu integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu beschleunigen, hat der Bundesrat im Juni 2023 eine Änderung des Energiegesetzes, den sogenannten Beschleunigungserlass, zu Händen des Parlaments verabschiedet (Bundesrat 2023g). Die Vorlage sieht im Wesentlichen vor, Bewilligungsverfahren und Rechtsmittelverfahren für grosse Anlagen zu straffen und den Planungsprozess für den Ausbau des Stromnetzes zu vereinfachen. Der Beschleunigungserlass ergänzt die vom Parlament verabschiedeten Vorlagen zum Wind- und Solarexpress (*s. Kasten Seite 19*).

Die Ziele der Energiepolitik sind eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Schweiz soll bis 2050 unter dem Strich keine Treibhausgase mehr austossen. Dieses Netto-Null-Ziel beschloss der Bundesrat im Herbst 2019 (Bundesrat, 2019b). Die aktualisierten Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit diesem Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann (Prognos/TEP/Infras/Eco-plan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bilden eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz», welche der Bundesrat im Januar 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels verabschiedet hat. Diese präsentiert die Leitlinien für die Klimapolitik bis 2050 und legt strategische Ziele für die verschiedenen Sektoren fest (Bundesrat 2021a). Am 18. Juni 2023 stimmte die Schweizer Bevölkerung dem «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» (KIG) zu. Es war als parlamentarische Initiative (Pa.Iv. 21.501) der UREK-N als indirekter Gegenvorschlag in die Debatte um die Gletscher-Initiative eingebracht worden. Mit dem neuen Gesetz wird das bisher indikative Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung verankert. Es legt zudem Zwischenziele und sektorische Richtwerte fest. Weiter umfasst das Gesetz zwei zeitlich befristete Fördermassnahmen, die die Ablösung fossiler Brennstoffe im Gebäudebereich und in der Industrie vorantreiben sollen. Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase gegenüber dem Stand von 1990 um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Massnahmen sah das revidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz vor, welches die Schweizer Stimmbewölkerung in der Referendumsabstimmung vom Juni 2021 verworfen hatte. Das Reduktionsziel für 2030 gilt aber nach wie vor. Der Bundesrat hat deshalb im September 2022 die Botschaft zu einer neuen Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit von 2025 bis 2030 verabschiedet (Bundesrat 2022f). Die Vorlage verzichtet auf Instrumente, die unter anderem zur Ablehnung der letzten Revision beigetragen haben. Sie befindet sich aktuell in der parlamentarischen Beratung. Um die Ende 2021 auslaufenden unbestrittenen Massnahmen des CO<sub>2</sub>-Gesetzes zu verlängern und das nationale Verminderungsziel bis Ende 2024 fortzuschreiben, hat das Parlament gestützt auf eine parlamentarische Initiative (Pa.Iv. 21.477) der UREK-N eine Teilrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes beschlossen, die rückwirkend per 1. Januar 2022 in Kraft getreten ist.

### **Kurzfristige Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit**

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine, der Nichtverfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie tiefer Speicherfüllstände verschlechterte sich die Versorgungssituation in der Schweiz und Europa im Gas- und Strombereich ab Sommer 2022 erheblich. Der Bundesrat ergriff daher zahlreiche Massnahmen, um die kurzfristige Versorgungssicherheit sicherzustellen. Im Gasbereich ermöglichte er der Gasbranche bereits Anfang März 2022 die gemeinsame Beschaffung, damit sie Gas- und Speicherkapazitäten sichern konnte, ohne kartellrechtliche Konsequenzen befürchten zu müssen. Weiter hat der Bundesrat die Gasbranche im Mai 2022 dazu verpflichtet, Speicherkapazitäten in EU-Mitgliedstaaten und Optionen für zusätzliche Lieferungen von nicht-russischem Gas zu sichern. Dazu hat er eine dringliche Verordnung in Kraft gesetzt und das von der Branche und den Bundesbehörden erarbeitete Konzept zur Bewältigung einer möglichen Gasmangellage im Winter zur Kenntnis genommen. Diese Verordnung gilt bis im September 2025<sup>2</sup>, nachdem der Bundesrat sie Anfang Februar 2023 sowie Ende September 2023 verlängert hat. Mit Deutschland und Italien wurden Verhandlungen für Solidaritätsabkommen aufgenommen, wobei mit Deutschland unterdessen vereinbart wurde, ein trilaterales Abkommen mit Italien anzustreben. Im Juli 2023 unterzeichneten die Schweiz und Italien eine gemeinsame Absichtserklärung, welche die Umsetzung eines Handelsabkommens zwischen der Schweizer Energieplattform OpenEP und dem italienischen Unternehmen ENI garantiert. Die Absichtserklärung würde es der Schweiz im Fall einer unterbrochenen Gaszufuhr aus Deutschland ermöglichen, Gas durch ENI zu importieren. Parallel werden die technischen Gespräche zum Gaskrisenmanagement zwischen der Schweiz und Deutschland fortgeführt. Für die verschiedenen Szenarien von Gasmangellagen arbeitete die wirtschaftliche Landesversorgung (WL) Massnahmen aus. Ende September 2023 hat der Bundesrat zudem für den Winter 2023/24 wiederum ein freiwilliges Gassparziel von 15 Prozent festgelegt und trägt damit das EU-Gassparziel solidarisch mit.

Als weitere Massnahme zur Verbesserung der Versorgungslage im Winter 2022/2023 hatte das UVEK gemeinsam mit dem WBF eine schweizweite Energie-Sparkampagne erarbeitet, die in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft umgesetzt wurde. Sie sollte Bevölkerung und Wirtschaft motivieren, mittels einfacher Massnahmen insbesondere Gas und Strom nicht zu verschwenden und damit zu den freiwilligen Sparzielen beizutragen. Für den Winter 2023/24 will der Bundesrat auf eine breite Sparkampagne für die Bevölkerung verzichten. Stattdessen sollen Städte, Gemeinden und Unternehmen zur Umsetzung von Effizienzmassnahmen motiviert werden. Damit sich Interessierte jederzeit ein Bild über die aktuelle Versorgungslage machen können, hat das Bundesamt für Energie im Dezember 2022 ein Dashboard mit den wichtigsten Kennzahlen zur Energieversorgungssituation aufgeschaltet. Die Zahlen werden seither laufend aktualisiert und können unter [www.energiesdashboard.ch](http://www.energiesdashboard.ch) eingesehen werden.

Bereits im Februar 2022 hatte der Bundesrat entschieden, die im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehene Wasserkraftreserve vorzuziehen und bereits ab dem Winter 2022/23 als erste Versicherungslösung für ausserordentliche Knappheitssituationen einzurichten. Per Anfang Oktober 2022 hat er die entsprechende Verordnung in Kraft gesetzt. Die Betreiber von Stauseen halten von Anfang Februar bis Mitte Mai gegen Entgelt Energie zurück, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Im Rahmen von Ausschreibungen werden die nötigen Mengen jährlich beschafft. Weiter beauftragte der Bundesrat das UVEK, die Bestimmungen für den Bau und den Betrieb von Reservekraftwerken als zweite Versicherungslösung auszuarbeiten. Im September 2022 unterzeichnete der Bund einen Vertrag mit der Firma General Electric Gas Power über die Beschaffung von acht mobilen Gasturbinen, die in den darauffolgenden Monaten auf deren Firmengelände im aargauischen Birr aufgebaut wurden. Die Grundlage dazu bildete die Verordnung zur Winterreserve, in der die Wasserkraft-Reserve sowie als ergänzende Reserve Reservekraftwerke, Notstromgruppen und WKK-Anlagen zusammengeführt wurden. Sie trat am 15. Februar 2023 in Kraft und regelt die Schaffung einer Stromreserve, die als Absicherung gegen ausserordentliche Knappheitssituationen dient, die am ehesten im Winter bis Frühling auftreten können. Weiter macht sie Vorgaben zum Einsatz, Abruf und zum Zusammenspiel der Reserven,

<sup>2</sup> Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung (Sicherstellungsverordnung, SR 531.82.) Im April 2023 hat der Bundesrat beschlossen, auf die Ausarbeitung eines dringlichen Bundesgesetzes zur Stärkung der Gasversorgung zu verzichten und stattdessen die erwähnte Verordnung verlängert.

falls ein Abruf nötig wird. Die Verordnung ist bis Ende 2026 befristet und soll von einer Regelung auf Gesetzesstufe abgelöst werden. Die gesetzliche Grundlage für eine obligatorische Wasserkraftreserve hat das Parlament im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien geschaffen. Diese will der Bundesrat nun mit gesetzlichen Regelungen zu einer Reserve ergänzen, die aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen besteht. Die entsprechende Vorlage befand sich bis im Oktober 2023 in der Vernehmlassung. Damit will der Bundesrat die verschiedenen Reservekapazitäten auf eine unbefristete gesetzliche Grundlage stellen und so die Versorgungssicherheit stärken. Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Corneaux 1 (NE), 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen, ca. 110 MW Leistung. Ende Juli 2023 hat des BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 gestartet. Das Volumen der Ausschreibung liegt bei 400 MW.

Zur weiteren Stärkung der Stromversorgungssicherheit beschloss der Bundesrat Ende September 2022, die Kapazität der Übertragungsleitungen zwischen Bickigen und Chippis sowie zwischen Bassecourt und Mühleberg temporär von 220 Kilovolt auf 380 Kilovolt zu erhöhen. Als weitere kurzfristige Massnahme erlaubte der Bundesrat bestimmten Wasserkraftwerken in den Wintermonaten die Restwassermengen zu reduzieren, um mehr Wasser für die Stromproduktion zur Verfügung zu haben. Die entsprechenden Verordnungen waren vom 1. Oktober 2022 bis Ende April 2023 in Kraft.

Um den Ausbau der erneuerbaren Winterstromproduktion kurzfristig zu forcieren, hat das Parlament in der Herbstsession 2022 im Zusammenhang mit dem indirekten Gegenvorschlag zur Gletscher-Initiative als Zusatzvorlage die sogenannte «Solaroffensive» beschlossen. Das revidierte Energiegesetz sieht erleichterte Bewilligungen für Photovoltaik-Grossanlagen vor und legt für diese eine Förderung mit einer Einmalvergütung von bis zu 60 Prozent der Investitionskosten fest (s. *Kapitel 3.1.3*). Die entsprechenden Verordnungsänderungen hat der Bundesrat im März 2023 verabschiedet. Zudem hat das Parlament auf eigene Initiative (Pa.Iv. 22.461) in der Sommersession 2023 das Bundesgesetz zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen angenommen. Das Gesetz sieht vor, dass künftig bei weit fortgeschrittenen Windenergieprojekten die kantonalen Behörden die Baubewilligung erteilen, anstatt wie bisher die Gemeinden. Weiter soll es nur noch eine Beschwerdeinstanz beim obersten kantonalen Gericht geben. Ein Weiterzug ans Bundesgericht wäre nur zur Klärung von Rechtsfragen mit grundsätzlicher Bedeutung möglich. Die Beschleunigung soll für Windenergieanlagen von nationalem Interesse gelten, die eine Jahresproduktion von 20 GWh oder mehr aufweisen. Die beschleunigten Verfahren sollen zudem nur so lange gelten, bis schweizweit eine zusätzliche Leistung von 600 MW Windenergie im Vergleich zum Jahr 2021 installiert ist.

Wegen der starken Preisausschläge auf den europäischen Energiemärkten, die sich mit dem russischen Angriff auf die Ukraine verschärften, brauchen die Stromunternehmen mehr Mittel, um die mit dem Stromhandel verbundenen Sicherheitsleistungen zu decken. Damit steigt das Risiko von Liquiditätsengpässen und Kettenreaktionen, welche auch die Schweizer Stromversorgungssicherheit beeinträchtigen können. Um diese Gefahr abzuwenden, hat der Bundesrat am 18. Mai 2022 die Botschaft für ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen an das Parlament überwiesen. Das Gesetz ist am 1. Oktober 2022 dringlich in Kraft getreten und ist bis am 31. Dezember 2026 befristet. Am 16. Dezember 2022 hat der Bundesrat die Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz im Energiegrosshandelsmarkt (BATE) eröffnet. Das neue Gesetz verpflichtet die Marktteilnehmer, der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) Angaben über ihre Transaktionen und Handelsaufträge zu übermitteln. Zudem enthält es ein Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation. Es dient dazu, mehr Transparenz zu schaffen, die Aufsicht zu verbessern sowie die Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu stärken. Es ist der erste Schritt, um den Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen abzulösen.

## 2.1 Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen. Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Gemäss diesen Grundlagen verfolgt das Monitoring unter anderem im Hinblick auf die heute gültigen Richtwerte für 2035 die jährliche Energieproduktion. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verlagert sich dieser Fokus auf die Energieproduktion im Winterhalbjahr, was eine Anpassung des Monitorings ab dem Berichtsjahr 2025 erforderlich machen wird. Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie.

Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet ausgewählte Indikatoren und weiterführende quantitative und qualitative Analysen. Diese geben in regelmässigen Abständen darüber Auskunft, wie sich das Schweizer Energiesystem seit dem letzten Beobachtungszeitpunkt entwickelt hat beziehungsweise wo die Umsetzung der Energiestrategie 2050 im Vergleich zu den gesetzlich verankerten Richtwerten steht. Das Monitoring beinhaltet zwei Hauptprodukte, einen jährlichen Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2023 (mit Daten mehrheitlich bis 2022) vorliegt, und eine zusätzliche fünfjährige Berichterstattung.

Der jährlich aktualisierte Monitoring-Bericht enthält quantitative Indikatoren mit wichtigen energiewirtschaftlichen Kennzahlen, ergänzt mit deskriptiven Teilen. Die fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments ergänzt und vertieft die jährliche Monitoring-Berichterstattung mit weiteren Analysen. Insbesondere soll sie Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Richtwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche Massnahmen zu beschliessen oder bestehende anzupassen. Die erste fünfjährige Berichterstattung<sup>3</sup> hat der Bundesrat im Dezember 2022 publiziert. Die Berichte richten sich an die Politik und die Verwaltung, an Kreise aus der Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft sowie an die interessierte Bevölkerung.

## 2.2 Bezugsrahmen für das Monitoring

Die Energiestrategie 2050 bildet mit ihren Zielsetzungen und Stossrichtungen den Bezugsrahmen für die Beobachtung und Beurteilung der schweizerischen Energiepolitik im vorgesehenen Monitoring (vgl. *Abbildung 1*). Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012). Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 sind diese Werte im Rahmen des kürzlich beschlossenen Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien teilweise angepasst worden und sind ab dem 1.1.2025, vorbehaltlich einer Referendumsabstimmung, als verbindliche Ziele im Gesetz verankert, dies auf Basis der Energieperspektiven 2050+ (Bundesrat, 2021b). Für das Monitoring relevant sind weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze, vgl. auch Bundesrat, 2016), welches gleichzeitig mit den dazugehörigen Verordnungen seit Juni 2019 respektive Juni 2021 in Kraft ist. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik (Bundesrat, 2019b+2021a).

---

<sup>3</sup> Energiestrategie 2050 – Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings (Bundesrat, 2022c).

Bereich	2020 gemäss EnG	2035 gemäss EnG resp. dem vom Parlament verabschiedeten Bundesgesetz über eine si- chere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (in Klammern)	2050 gemäss dem vom Parla- ment verabschiedeten Bun- desgesetz über eine sichere Stromversorgung mit er- neuerbaren Energien
Durchschnittlicher Ener- gieverbrauch pro Person und Jahr	minus 16%	minus 43%	minus 53%
Durchschnittlicher Strom- verbrauch pro Person und Jahr	minus 3%	minus 13%	minus 5%
Durchschn. Jahresproduk- tion Strom aus Erneuerba- ren Energien (ohne Was- serkraft)	mindestens 4,4 Terawatt- stunden (TWh)	mindestens 11,4 TWh (neu: 35 TWh)	mindestens 45 TWh
Durchschn. Jahresproduk- tion Strom aus Wasser- kraft	kein Richtwert für 2020	Mindestens 37,4 TWh (neu: 37,9 TWh)	mindestens 39,2 TWh

**Abbildung 1:** Zielsetzungen Energiestrategie 2050

### 2.2.1 Stossrichtung der Energiestrategie 2050

Um aufzuzeigen, auf welchem Weg die Zielsetzungen erreicht werden können, definiert die Energiestrategie 2050 eine Reihe von grundsätzlichen Stossrichtungen, welche für das Monitoring ebenfalls relevant sind (Bundesrat, 2013+2019a+2021b):

- Energie- und Stromverbrauch senken;
- Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen;
- Energieversorgung sichern;
- Um- und Ausbau der Stromnetze vorantreiben unter Beachtung der Energiespeicherung;
- Energieforschung stärken;
- Förderung freiwilliger Massnahmen durch EnergieSchweiz;
- Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, der Städte und der Gemeinden vorleben;
- Internationale Zusammenarbeit weiter verstärken.

## 2.3 Themenfelder und Indikatoren des Monitorings

Aus den oben genannten Zielsetzungen, Richtwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und 43 Indikatoren sowie deskriptive Teile ab, welche im jährlichen Monitoring verfolgt werden. Diese Beobachtungen sollen alle fünf Jahre in einer zusätzlichen Berichterstattung mit weiteren Analysen ergänzt und vertieft werden.

### Methodische Anmerkungen

Das jährliche Monitoring der Energiestrategie 2050 umfasst im Sinne eines Gesamtüberblicks (nicht auf Massnahmenebene) ein breites Spektrum an Themen und ausgewählten Indikatoren in den Bereichen Gesamtenergie und Strom, Netzentwicklung, Versorgungssicherheit, Energieausgaben und -preise, energiebedingte CO<sub>2</sub>-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](http://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. Diese werden koordiniert mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Energieperspektiven, Evaluationen). Andererseits ermöglicht die fünfjährige Berichterstattung eine energiepolitische Standortbestimmung und kann Handlungsempfehlungen abgeben.

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

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

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

## 3 Themenfeld Energieverbrauch und -produktion

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

### 3.1 Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

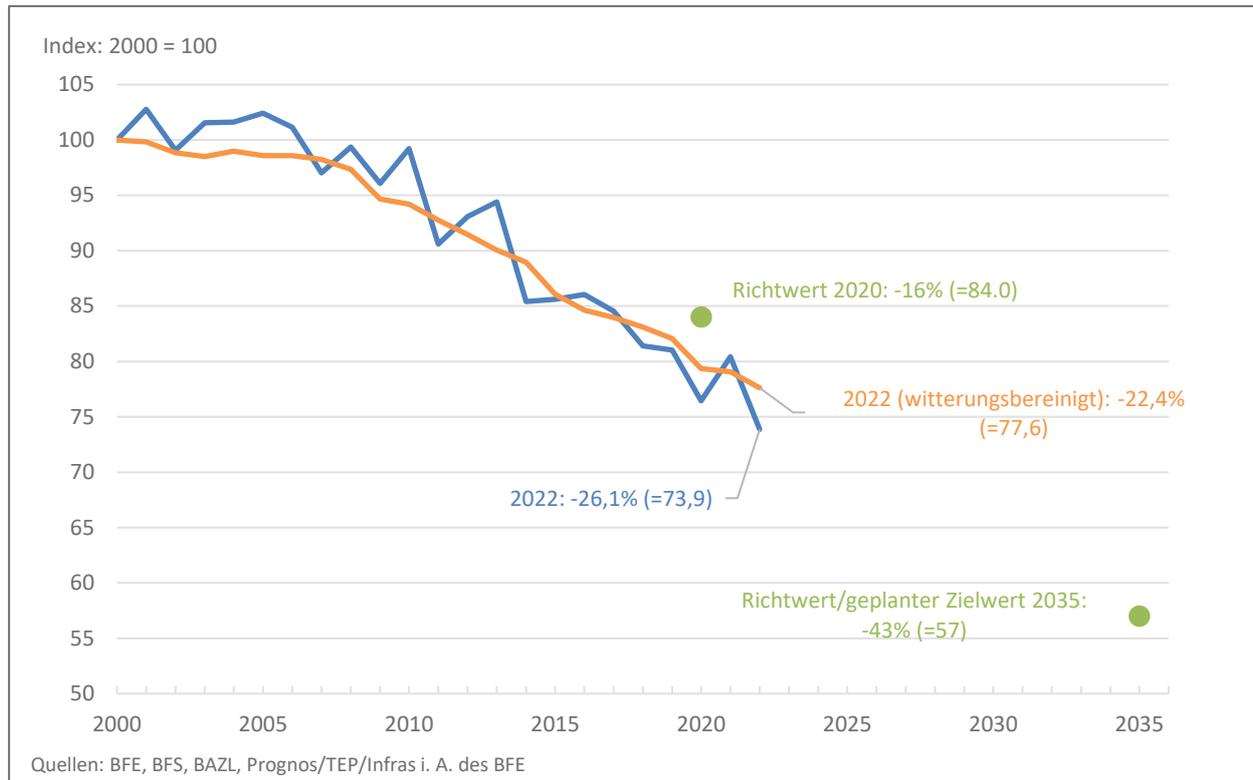
Das geltende EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest. Für die Ableitung dieser Richtwerte dienten die Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012) als Grundlage<sup>4</sup>. Dort wurde im Verkehrssektor der Treibstoffverbrauch für den internationalen Flugverkehr nicht berücksichtigt. Neben der tatsächlichen Entwicklung seit 2000 wird im Monitoring zusätzlich der witterungsbereinigte Verlauf angegeben, denn insbesondere der jährliche Verbrauch von Energie für Raumwärme ist stark von der Witterung abhängig<sup>5</sup>. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt eine von der Bevölkerungsentwicklung unabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Im Gegensatz zu den relativen Richtwerten beim Energie- und Stromverbrauch sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien absolute Richtwerte vorgegeben (*s. weiter unten*). Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament neue verbindliche Ziele für 2035 und 2050 festgeschrieben. Das Gesetz tritt voraussichtlich am 1.1.2025 in Kraft (vorbehältlich einer Referendumsabstimmung). Die nachfolgenden Grafiken und Kommentare nehmen deshalb auch Bezug auf diese neuen verbindlichen Zielwerte.

---

<sup>4</sup> Die nachfolgend angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die Werte gemäss geltendem Energiegesetz. Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» werden diese Werte mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien teilweise angepasst. Neu werden sie zudem als verbindliche Ziele anstelle von Richtwerten im Gesetz verankert, und dies sowohl für 2035 als auch für 2050.

<sup>5</sup> 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.

### 3.1.1 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr



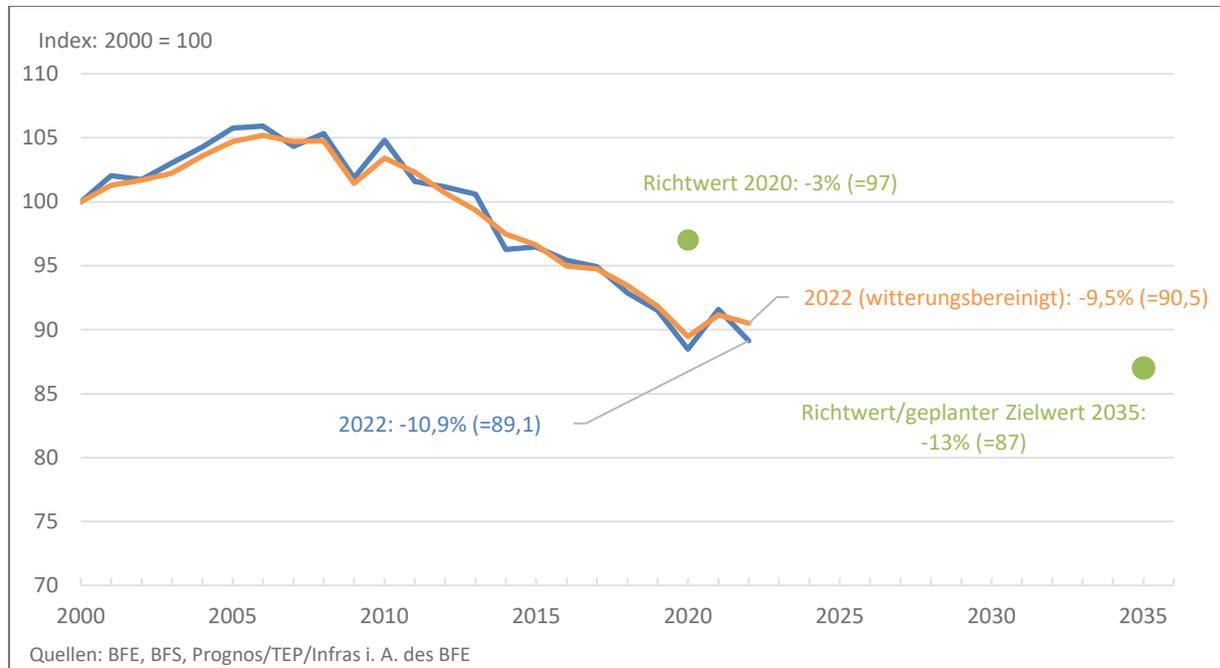
**Abbildung 3:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>6</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2022 um 9,8 Prozent abgenommen hat, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 22,2 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent (Richtwert) bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 43 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert verankert. 2022 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 80,6 Gigajoule (22,4 MWh) und damit 26,1 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 22,4 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,3 Prozent pro Jahr sinken, damit der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,6 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 3,9 Prozent abgenommen (respektive um 7,4 Prozent ohne den internationalen Luftverkehr). Dieser Rückgang ist vorwiegend auf die wärmere Witterung und die damit verbundene gesunkene Nachfrage nach Raumwärme zurückzuführen. Effizienzsteigerungen, die Energie-Sparkkampagne des Bundes und die deutlich angestiegenen Energiepreise sind weitere Faktoren, die zur Reduktion des Energieverbrauchs 2022 beigetragen haben. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2022 abgenommen, da die verbrauchsmindernden Effekte die verbrauchstreibenden Effekte überkompensiert haben. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Zu den verbrauchsmindernden Effekten gehören insbesondere politische Massnahmen und der technologische Fortschritt. Zusätzlich verbrauchsmindernd wirkten sich zwischen 2000 und 2022 Substitutionseffekte aus, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von Heizöl mit Erdgas und zunehmend mit Fernwärme, Umgebungswärme und Holz sowie die Substitution von Benzin mit Diesel. Als Folge des Abgasskandals fand diese Entwick-

<sup>6</sup> Ohne internationalen Flugverkehr

lung bei den Treibstoffen in 2016 vorerst ein Ende, der Effekt ist aber in der Langfristbetrachtung noch bedeutend. (Quellen: BFE, 2023a / BFS, 2023a / BAZL, 2023 / Bundesblatt, 2023 / Prognos/TEP/Infras 2023a+b).

### 3.1.2 Stromverbrauch pro Person und Jahr



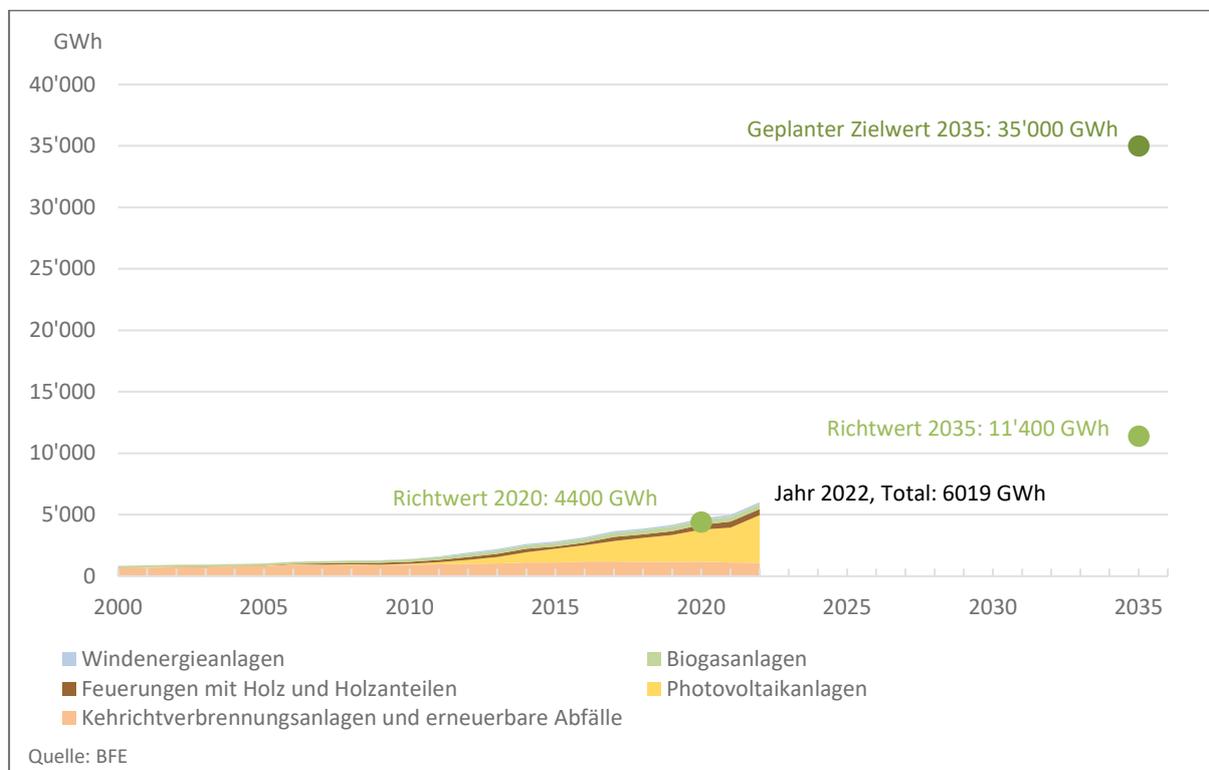
**Abbildung 4:** Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der absolute Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2022 um 1,3 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 17,3 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen, derjenige im Jahr 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 13 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert verankert. 2022 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,4 Gigajoule (6498 kWh) und damit 10,9 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 9,5 Prozent (*vgl. orange Kurve*). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,05 Prozent pro Jahr. Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ auf Grund der Elektrifizierung des Energiesystems mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung). Deshalb kann der Richtwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2022 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,9 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang ist hauptsächlich die gegenüber dem Vorjahr wärmere Witterung. Effizienzsteigerungen sowie die Energiesparkkampagne des Bundes haben zusätzlich zur Reduktion beigetragen. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2022 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Substitutionseffekte (zunehmend Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen und konventionell betriebenen Verbrennern mit Elektrofahrzeugen) und 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, 2023a / BFS, 2023a / Bundesblatt, 2023 / Prognos/TEP/Infras 2023a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

### 3.1.3 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)

Auf der Produktionsseite steht mit dem künftigen stufenweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sieht die Energiestrategie 2050 deshalb vor, die neuen erneuerbaren Energien auszubauen und gleichzeitig die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Die in absoluten Zahlen gesetzlich verankerten Richtwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des Gesetzes entspricht. Anzumerken ist, dass diese Richtwerte nicht mehr mit dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament neue verbindliche Ziele für 2035 und 2050 festgeschrieben. Das Gesetz tritt voraussichtlich am 1.1.2025 in Kraft (vorbehaltlich einer Referendumsabstimmung).



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

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie *Abbildung 5* zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2022 betrug die Produktion 6019 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 10,4 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1403 GWh.

2022 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1039 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 385 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 414 GWh pro Jahr erforderlich. Ein deutlich höherer Zuwachs von 2'229 GWh pro Jahr ist für die Erreichung des Zielwertes von 35'000 GWh gemäss dem vom Parlament verabschiedeten Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erforderlich. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass der Ausbau nicht bei allen erneuerbaren Stromproduktionsarten im gleichen Tempo erfolgt: Seit 2010 hat die Photovoltaik (PV) absolut gesehen am stärksten zugelegt. Rund 64,1 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion bei. Deutlich geringer fiel das

Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (trägt mit 18,1 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion bei), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2022: 8,5%), aus Biogas (Anteil 2022: 6,8%), Windenergie (Anteil 2022: 2,5%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2023a / Bundesblatt, 2023).

#### **Erleichterte Baubewilligung und Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen**

Ende September 2022 beschloss das Parlament Änderungen des Energiegesetzes (dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter, Solaroffensive). Dies mit dem Ziel, den Zubau der Photovoltaik positiv zu beeinflussen und das Erneuerbaren-Ziel zu unterstützen. Photovoltaik-Grossanlagen mit einer Jahresproduktion von mindestens 10 GWh und einem spezifischen Winterertrag von 500 kWh pro kW installierte Leistung profitieren neu von einer erleichterten Bewilligung sowie von einer Förderung mit einer Einmalvergütung von bis zu 60% der Investitionskosten. Diese Erleichterungen gelten, bis diese neuen PV-Grossanlagen schweizweit eine jährliche Gesamtproduktion von maximal 2 TWh erlauben. Zur Umsetzung der Solaroffensive hat der Bundesrat per Mitte März 2023 u.a. konkretisiert, dass sich die Schwelle der 2 TWh nach der erwarteten Produktion der rechtskräftig bewilligten Projekte bestimmt. Die Kantone melden dem BFE dabei laufend die geplanten Projekte und deren Stand von der öffentlichen Auflage bis zur Inbetriebnahme. Das BFE führt eine öffentlich zugängliche und laufend aktualisierte Liste mit diesen Informationen<sup>7</sup>. Bis Mitte November 2023 sind dem BFE drei entsprechende Projekte mit einer Leistung von gut 60 MW gemeldet worden (Quelle: Bundesrat 2023d).

### 3.1.4 Stromproduktion aus Wasserkraft

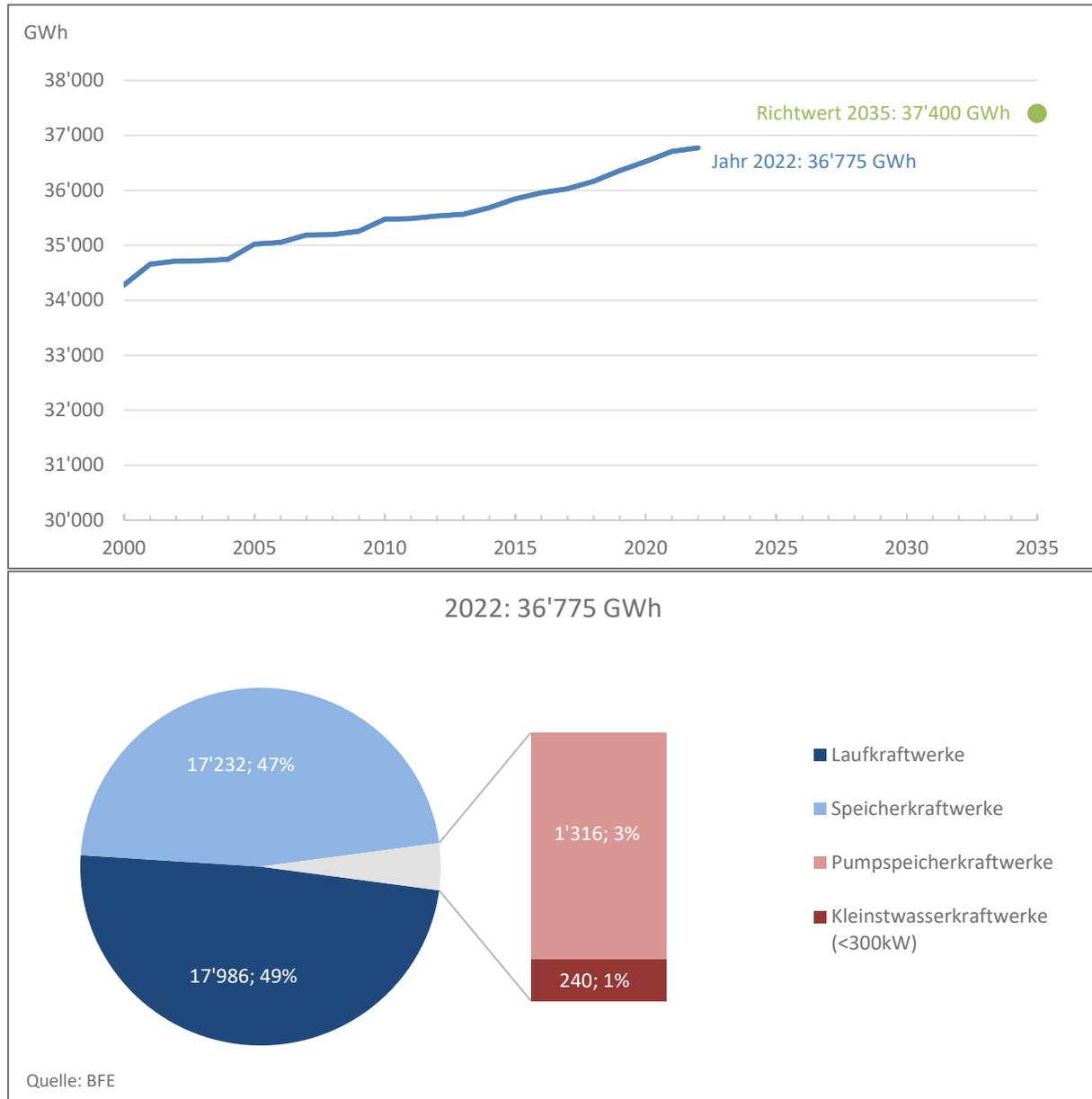
Die Wasserkraft trägt den Grossteil zur Schweizer Stromversorgung bei und soll gemäss dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien noch stärker ausgebaut werden als es die Energiestrategie 2050 und das aktuelle Energiegesetz vorsehen. 2035 soll die durchschnittliche Produktion gemäss Richtwert im geltenden Energiegesetz (Art. 2, Abs. 2) bei mindestens 37'400 GWh liegen. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein verbindlicher Zielwert von 37'900 GWh gesetzlich verankert. 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<sup>8</sup> auf eine mittlere Produktionserwartung<sup>9</sup> auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

---

<sup>7</sup> Das BFE hat eine interaktive Karte publiziert, die zeigt, wo in der Schweiz PV-Anlagen nach Art. 71 Energiegesetz geplant werden: [Photovoltaik Grossanlagen nach Art. 71a EnG in der Schweiz \(admin.ch\)](#). Die Karte basiert auf Meldungen der Kantone und wird laufend aktualisiert.

<sup>8</sup> Auch das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien stützt sich beim Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft auf eine mittlere Produktionserwartung. Das Gesetz tritt voraussichtlich am 1.1.2025 in Kraft.

<sup>9</sup> Mittlere Produktionserwartung zuzüglich Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb. Hinweis: Basisjahr, Zeitreihe und Grafik wurden aufgrund einer ausserordentlichen Korrektur der WASTA nachträglich angepasst (vgl. Medienmitteilung BFE vom 5. Mai 2022).



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

*Abbildung 6* (n. B. Skala beginnt nicht bei null) zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist (s. *obere Grafik*). 2022 (Stand 1.1.2023) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'775 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'488 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 67,3 Prozent erreicht. 2022 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 67 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 117 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 48 GWh notwendig. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein verbindlicher Zielwert von 37'900 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 87 GWh nötig. Die untere Grafik zeigt die Aufteilung der mittleren Produktionserwartung nach Kraftwerktyp (Kreisdiagramm) im Berichtsjahr. Diese Anteile sind seit dem Jahr 2000 mehr oder weniger konstant geblieben (Quelle: BFE, 2023b).

### Zubauziel Stromproduktion im Winter

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll gemäss dem vom Parlament verabschiedeten Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien per 2040 ein Zubau von Kraftwerken zur Erzeugung von erneuerbarer Energie von mindestens 6 TWh realisiert und unterstützt werden. Davon müssen mindestens 2 TWh im Winter sicher abrufbar sein. Der Ausbau setzt prioritär bei der grossen Speicherwasserkraft und alpinen Solaranlagen an, wobei erstere im Fokus stehen, um die 2 TWh zu erreichen. Im Rahmen eines runden Tisches unter dem Vorsitz der damaligen UVEK-Vorsteherin Simonetta Sommaruga identifizierten Vertreterinnen und Vertretern von Naturschutzorganisationen, der Energiewirtschaft sowie der Kantone eine Liste mit 15 Speicherwasserkraft-Projekten, mit denen 2 TWh Winterspeicherkapazität zugebaut werden können und gleichzeitig der Eingriff in die Natur und Landschaft möglichst klein gehalten werden kann. Die Liste mit den 15 Speicherwasserkraftwerken sowie das Wasserkraftwerk Chlus sind im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verankert. Im Rahmen des Monitoringberichts soll künftig der Zubau unter Betrachtung der Entwicklung der 16 Projekte verfolgt werden. (Quelle: UVEK 2021, Bundesblatt 2023).

## 3.2 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 Energiesstrategie 2050 aufgezeigt wird. Im Gegensatz zu den obigen Verbrauchsindikatoren sind die nachfolgenden Indikatoren im Sinne einer Gesamtsicht grundsätzlich gemäss der Gesamtenergiestatistik abgegrenzt (inkl. internationalem Flugverkehr, nicht witterungsbereinigt). Wo nötig ist der Treibstoffverbrauch des internationalen Luftverkehrs neu separat ausgewiesen. Im Weiteren werden PV-Anlagen im Eigenverbrauch näher beleuchtet.

### 3.2.1 Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

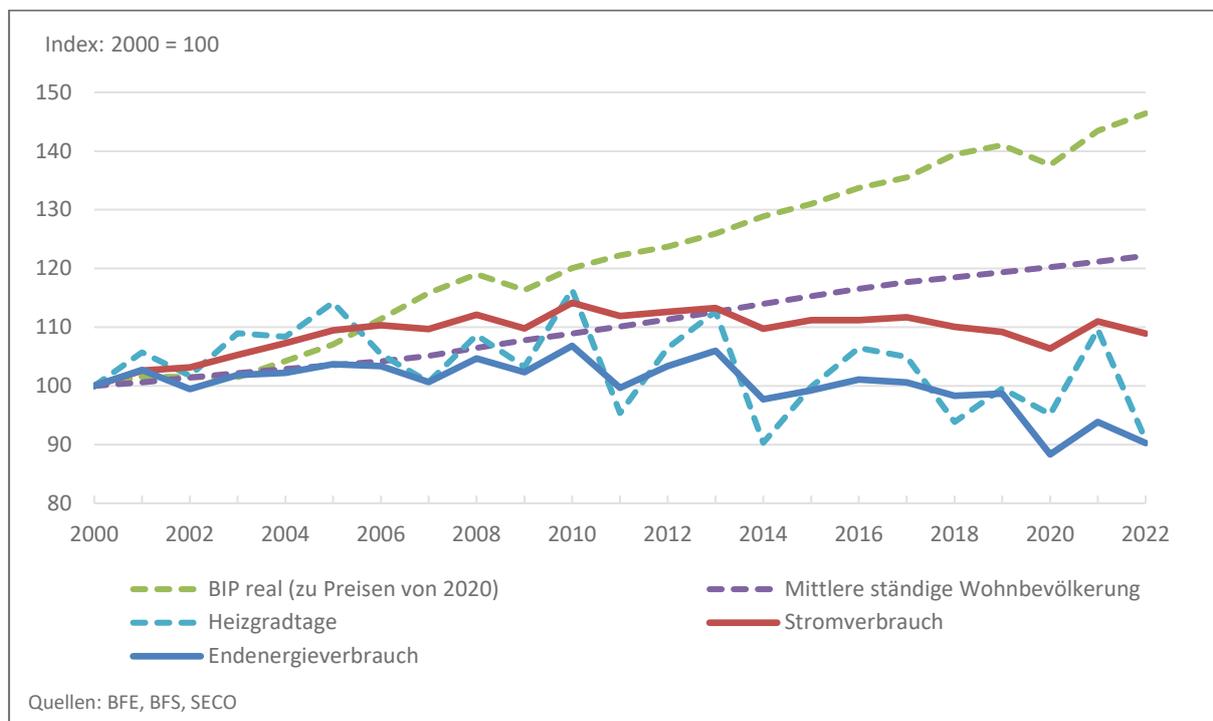
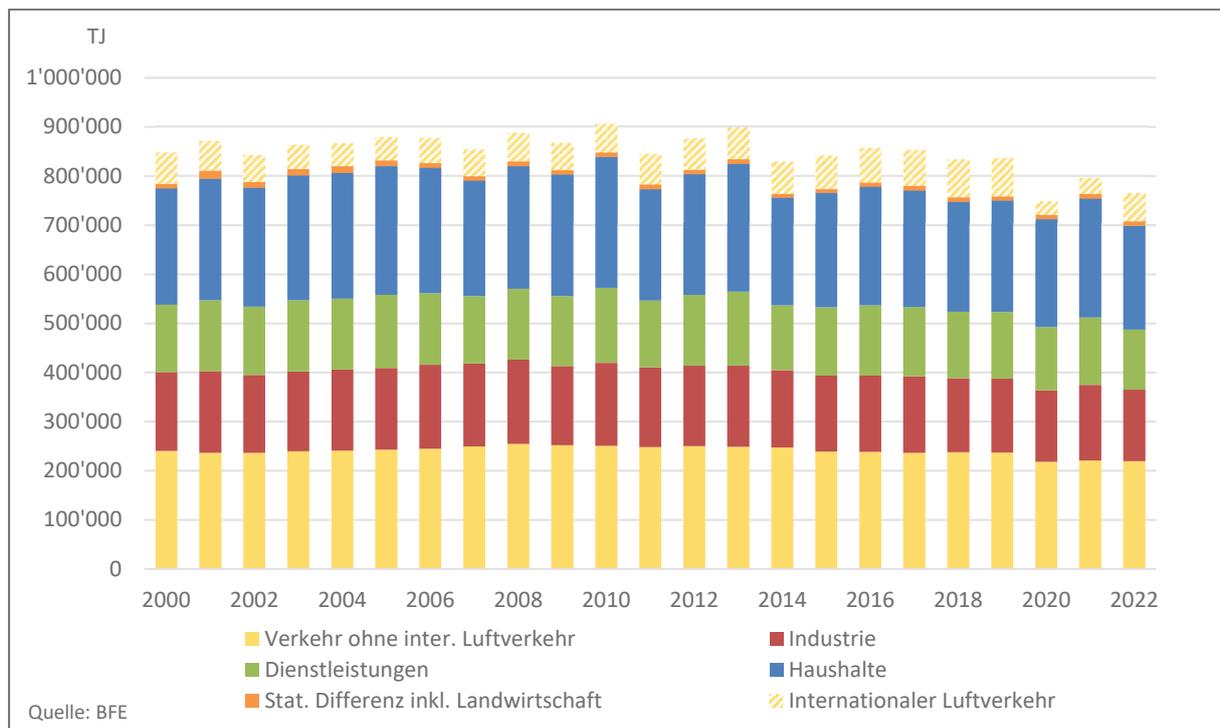


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

*Abbildung 7* zeigt die Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, BIP und Witterung/Heizgradtage) seit dem Jahr 2000. Kurzfristig hat die Witterung einen grossen Einfluss auf den Energieverbrauch, langfristig sind u.a. BIP und Bevölkerungswachstum bestimmend für die Verbrauchsentwicklung. Über die gesamte Zeitperiode hatten auch weitere nicht in der Grafik dargestellte Faktoren einen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Dazu gehören u.a. etwa der technologische Fortschritt und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs, aber auch Substitutionseffekte, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für denselben Verwendungszweck entstehen (z.B. den Wechsel von Benzin zu Diesel im Verkehr oder von Heizöl zu Erdgas zu Heizzwecken). Beim Energieverbrauch ist seit Mitte der 2010er Jahre ein rückläufiger Trend festzustellen; der Stromverbrauch ist bis Ende der 2000er-Jahre angestiegen, seither zeichnet sich eine Stabilisierung ab. Dies obwohl Bevölkerung und BIP von 2000 bis 2022 deutlich gewachsen sind. Der Rückgang des BIP im Jahr 2009 ist auf die wirtschaftliche Abkühlung infolge der damaligen Finanz- und Wirtschaftskrise zurückzuführen, derjenige im 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. 2011, 2014 und 2022 ist ein starker Rückgang der Heizgradtage ersichtlich, was sich dämpfend auf den Energie- und Stromverbrauch auswirkte. Der deutliche Rückgang des Endverbrauchs in 2020 ist hauptsächlich auf die Covid-19-Pandemie zurückzuführen (Quelle: BFE, 2023a).

### 3.2.2 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 2022 bei 765'070 Terajoule (TJ). Gegenüber 2021 ist der Endenergieverbrauch um 3,9 Prozent gesunken. Hauptgrund dafür ist die im Vergleich zum Vorjahr wärmere Witterung. Effizienzsteigerungen, die Energie-Sparkampagne des Bundes und die deutlich angestiegenen Energiepreise sind weitere Faktoren, die zur Reduktion des Energieverbrauchs 2022 beigetragen haben. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch um 9,8 Prozent abgenommen (2000: 847'790 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 22,2 Prozent gewachsen ist. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 8*, dass der **Verkehr** die grösste Verbrauchergruppe darstellt. 2022 betrug der Anteil 36,2 Prozent (2000: 35,9%), wovon 7,3 Prozentpunkte auf den internationalen Luftverkehr entfallen (2000: 7,5 Prozentpunkte). Der Anteil des **Industriesektors** am

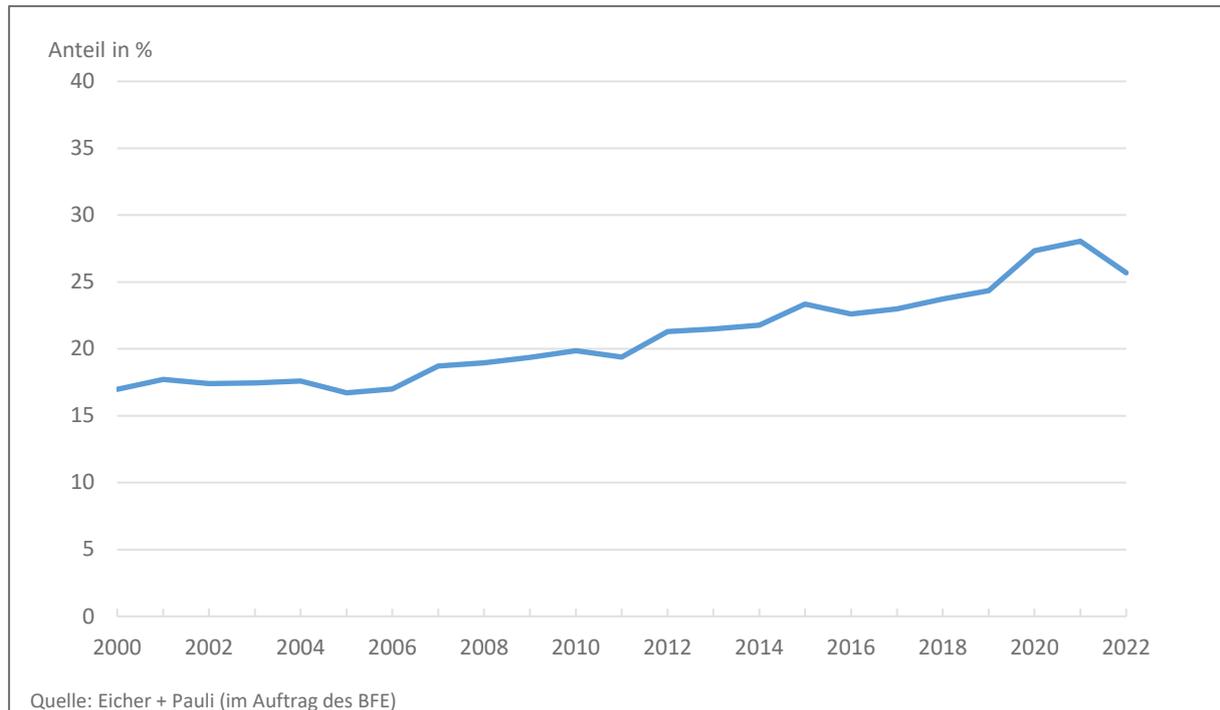
gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2022 auf 19,0 Prozent (2000: 19,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 16,0 Prozent (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,6 Prozent (2000: 27,9%).

In 2022 führte die warme Witterung sowie die hohen Energiepreise und die Energiesparkampagne des Bundes gegenüber dem Vorjahr zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs von Energieträgern zu Heizzwecken. Dies zeigt sich hauptsächlich in einem Verbrauchsrückgang bei den privaten Haushalten (-30'290 TJ, -12,5%) und im Dienstleistungssektor (-14'500 TJ, -10,6%). Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch in der kurzen Frist stark von der Witterung abhängig sind. Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors hat gegenüber 2021 zugenommen (+24'160 TJ, +9,6%). Verantwortlich dafür ist der deutlich gestiegene Flugtreibstoffverbrauch des internationalen Luftverkehrs nach der Covid-19-Pandemie (+25'627 TJ, +80,4%). Der Flugtreibstoffverbrauch lag jedoch in 2022 weiterhin deutlich unter dem Niveau von 2019. Eine Abnahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich auch im Industriesektor (-8'690 TJ, -5,6%), was zu einem grossen Teil auf den deutlich gesunkenen Gasverbrauch zurückzuführen ist (-6'590 TJ, -16,6%). Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren abgenommen (Haushalte: -25'180 TJ, -10,6%; Industrie: -15'220 TJ, -9,5%; Dienstleistungen: -14'690 TJ, -10,7%; Verkehr: -27'310 TJ, -9%).

**Langfristig** sind in allen Sektoren die Mengeneffekte der stärkste verbrauchstreibende Faktor. Den grössten Einfluss haben die Mengeneffekte auf den Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Verkehrs. In beiden Sektoren ist seit 2000 ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+22,2%), Energiebezugsflächen in Wohnungen (+34,2%), Motorfahrzeugbestand (+38,8%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Die Verbrauchszunahme aufgrund der Mengeneffekte konnte jedoch nur im Industrie- und Dienstleistungssektor kompensiert werden. Substitutionseffekte wirkten in der Summe ebenfalls reduzierend auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war diese Reduktionswirkung deutlich geringer. Von Bedeutung war dabei insbesondere bei den privaten Haushalten aber auch im Dienstleistungssektor der Trend weg von Heizöl zu Erdgas, Fernwärme, Holz und Umgebungswärme im Bereich Raumwärme. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin mit Diesel festzustellen. In der Folge des Abgasskandals fand diese Entwicklung aber vorerst ein Ende. Auch Struktureffekte und die Witterung hatten langfristig eine reduzierende Wirkung auf das Verbrauchsniveau in den einzelnen Sektoren.

**Über alle Sektoren betrachtet** wurde der Anstieg des Energieverbrauchs aufgrund der Mengeneffekte durch die Abnahme aufgrund der technischen Entwicklung und der politischen Massnahmen sowie aufgrund von Substitutionseffekten mehr als kompensiert. Deshalb hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2023a / Prognos/TEP/Infras 2023a+b).

### 3.2.3 Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

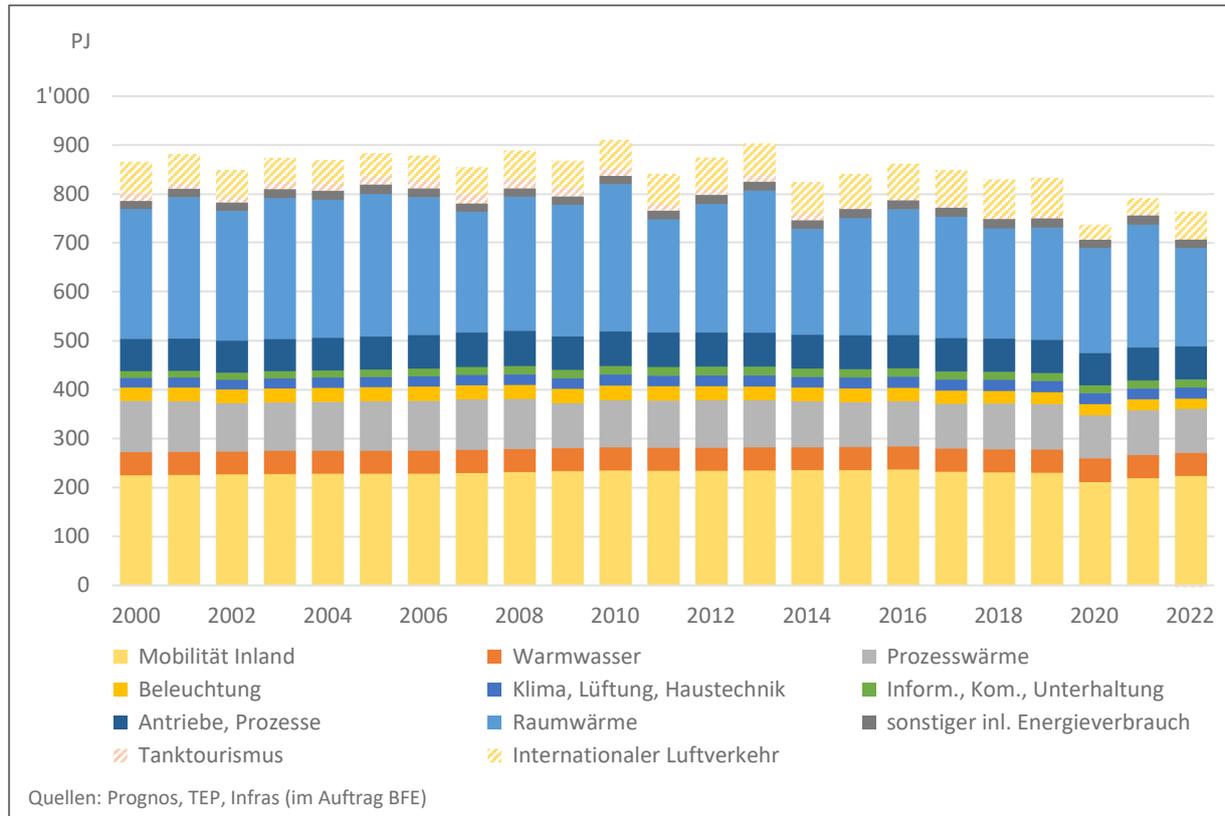


**Abbildung 9:** Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

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 kontinuierlich gestiegen ist. Ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch lag 2022 insgesamt bei 25,7 Prozent (2021: 28,0 Prozent; 2000: 17,0 Prozent). Der deutliche Rückgang gegenüber dem Vorjahr ist zu einem grossen Teil auf die tiefere Produktion der Wasserkraftwerke zurückzuführen (Quelle: Eicher + Pauli, 2023).

### 3.2.4 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken veranschaulicht, wie sich der Gesamtverbrauch auf die wesentlichsten Verwendungszwecke wie Beleuchten, Heizen, Kochen, Transportieren usw. verteilt. Diese sind meist in mehreren Sektoren relevant. Berücksichtigt werden einerseits Verwendungszwecke, die einen grossen Anteil am Gesamtverbrauch haben, wie Raum- und Prozesswärme, Mobilität, Prozesse und Antriebe. Andererseits sind weitere Bereiche relevant, die im gesellschaftlichen Fokus stehen, wie Beleuchtung sowie Information, Kommunikation und Unterhaltung. Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken stützt sich auf modellbasierte Analysen, welche den inländischen Energieverbrauch abdecken. Im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik sind der internationale Luftverkehr und der Tanktourismus im inländischen Endenergieverbrauch nicht enthalten. Während der Tanktourismus in den Richtwerten gemäss EnG berücksichtigt ist, wird der internationale Luftverkehr ausgeklammert. Im Sinne einer Gesamtsicht sind diese beiden Bereiche hier separat ausgewiesen.



**Abbildung 10:** Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch<sup>10</sup> 2022 gegenüber 2021 deutlich abgenommen hat (-6,5%). Dies ist hauptsächlich auf die warme Witterung und den Rückgang des Raumwärmebedarfs (-20,5%) zurückzuführen. Die Zahl der Heizgradtage hat um 17,2 Prozent abgenommen. Auch die hohen Brennstoffpreise sowie die Sparkampagne des Bundes dürften zu diesem Rückgang beigetragen haben. Des Weiteren waren im Jahr 2022 die Verbräuche für Prozesswärme (-2,2%), Beleuchtung (-3,8%), Klima, Lüftung und Haustechnik (-1,1%), sowie für Warmwasser (-0,1%) gegenüber dem Vorjahr sinkend. Gestiegen sind hingegen die Verbräuche der inländischen Mobilität (+2,2%), von Information, Kommunikation und Unterhaltung (+2%) sowie der Antriebe und Prozesse (+0,5%). Der Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs fällt geringer aus (-3,8%) als der Rückgang des inländischen Endenergieverbrauchs. Dies ist auf die deutliche Verbrauchszunahme des internationalen Luftverkehrs zurückzuführen (+78,1%). Trotz dieser deutlichen Zunahme liegt dessen Verbrauch in 2022 weiterhin 27,4 Prozent unter dem Niveau von 2019. Gegenüber 2000 hat der inländische Endenergieverbrauch um 10 Prozent abgenommen, der gesamte Endenergieverbrauch um 12 Prozent. Dieser Rückgang ist zu einem grossen Teil auf den gesunkenen Verbrauch für Raumwärme zurückzuführen (-24,6%; witterungsbereinigt -11,3%). Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Prozesswärme (-14,7%), Beleuchtung (-23,1%), der inländischen Mobilität (-0,4%), des Tanktourismus (-114%) und des internationalen Luftverkehrs (-10,9%). Zugenommen haben die Verbräuche für Information, Kommunikation und Unterhaltung (+24,3%), für Warmwasser (+0,1%), für Klima, Lüftung und Haustechnik (+13,3%), für Antriebe und Prozesse (+1,7%) sowie für die sonstigen Verbräuche (+17,5%)<sup>11</sup>. Der gesamte Endenergieverbrauch wird im Jahr 2022 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 26,3%) und Mobilität Inland (29,4%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (11,7%), die Antriebe und Prozesse (8,8%) und der internationale Luftverkehr (7,4%). Im Zeitraum 2000 bis 2022 ist der Anteil der Raumwärme am Endenergieverbrauch um 4,4 Prozentpunkte gesunken, jener der inländischen Mobilität um 3,4 Prozentpunkte gestiegen. Die Anteile der

<sup>10</sup> Der inländische Endenergieverbrauch entspricht bei der Darstellung nach Verwendungszwecken dem gesamten Endenergieverbrauch abzüglich dem internationalen Flugverkehr und dem Tanktourismus.

<sup>11</sup> 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).

übrigen Verwendungszwecke sind vergleichsweise gering und haben sich gegenüber 2000 nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infras, 2023b).

### Elektromobilität und Wärmepumpenanlagen

Die Elektromobilität und Wärmepumpen nehmen eine Schlüsselrolle bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Netto-Null-Treibhausgasemissionen ein. Gemäss Energieperspektiven 2050+ wird Strom zum zentralen Energieträger für Wärme (Gebäude) und Mobilität. Die Anzahl der Wärmepumpenanlagen in der Schweiz hat sich seit dem Jahr 2000 versechsfacht (2000: 66'622 Anlagen, 2022: 412'430 Anlagen), der Elektrizitätsverbrauch zur Wärmeproduktion hat sich hingegen nur knapp vervierfacht. Dies deutet auf eine starke Effizienzsteigerung der Anlagen hin. Im 2022 betrug der Elektrizitätsverbrauch 2439 GWh (2000: 632 GWh), was einem Anteil von 4,3 Prozent am gesamten Elektrizitätsverbrauch der Schweiz entspricht. Der Rückgang des Elektrizitätsverbrauchs der Wärmepumpenanlagen im vergangenen Jahr ist auf die warme Witterung zurückzuführen.

In den letzten Jahren gewinnt auch die Elektromobilität im Strassenverkehr energetisch an Bedeutung. 2022 waren bereits 26,1 Prozent (2021: 22,5%) der neu zugelassenen Personenwagen Steckerfahrzeuge, also entweder rein elektrisch betrieben (17,9%; 2021: 13,3%) oder Plug-in-Hybride (8,2%; 2021: 9,1%). Auch bei den leichten Nutzfahrzeugen ist der Anteil der Steckerfahrzeuge bei Neuzulassungen rasch angestiegen (2021: 5,5%, 2022: 10,5%). In 2022 belief sich der Verbrauch der Elektromobilität im Strassenverkehr auf 353 GWh, was einem Anteil von 0,6 Prozent am gesamten Schweizerischen Stromverbrauch entspricht (57'030 GWh). In 2022 entfielen damit insgesamt 2792 GWh Strom auf Elektromobilität und Wärmepumpenanlagen, was einem Anteil von 4,9 Prozent des gesamten Schweizerischen Stromverbrauchs entspricht (Quellen: BFE 2023a / BFE 2023e).

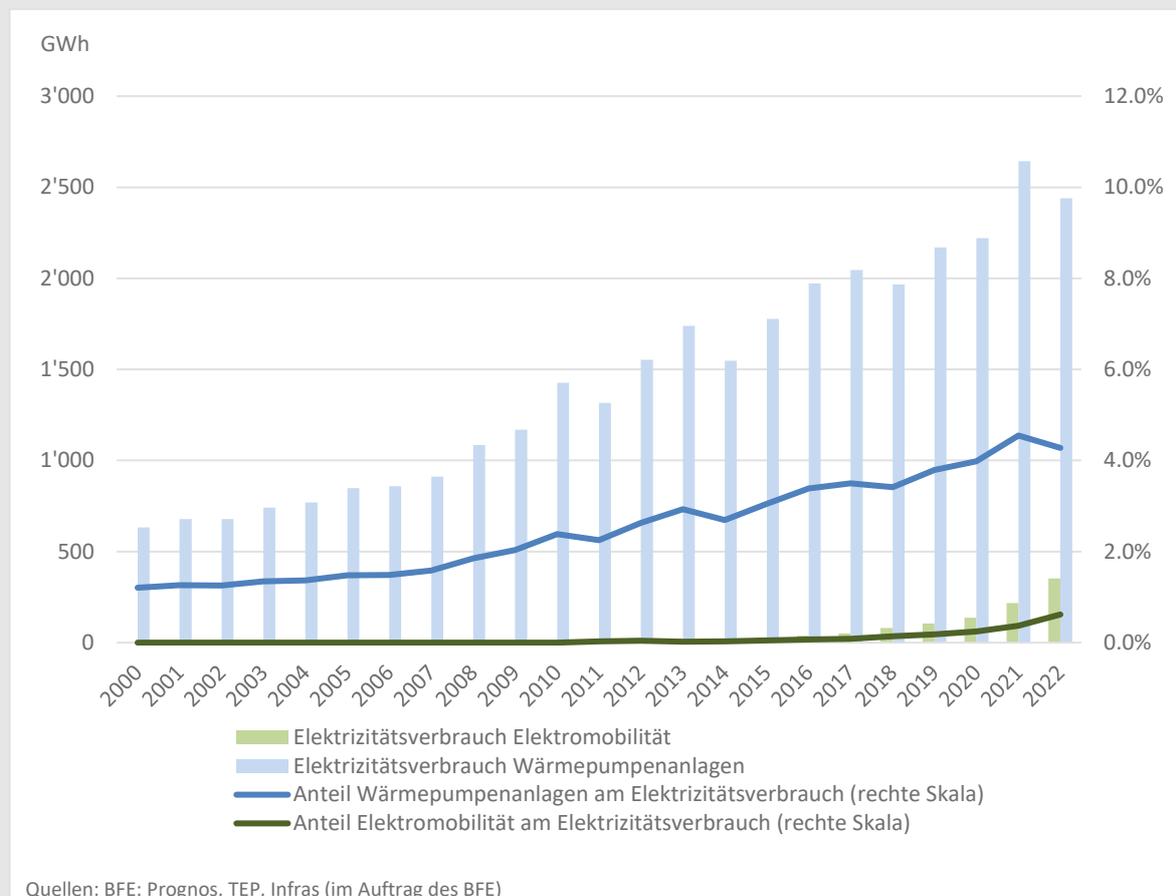
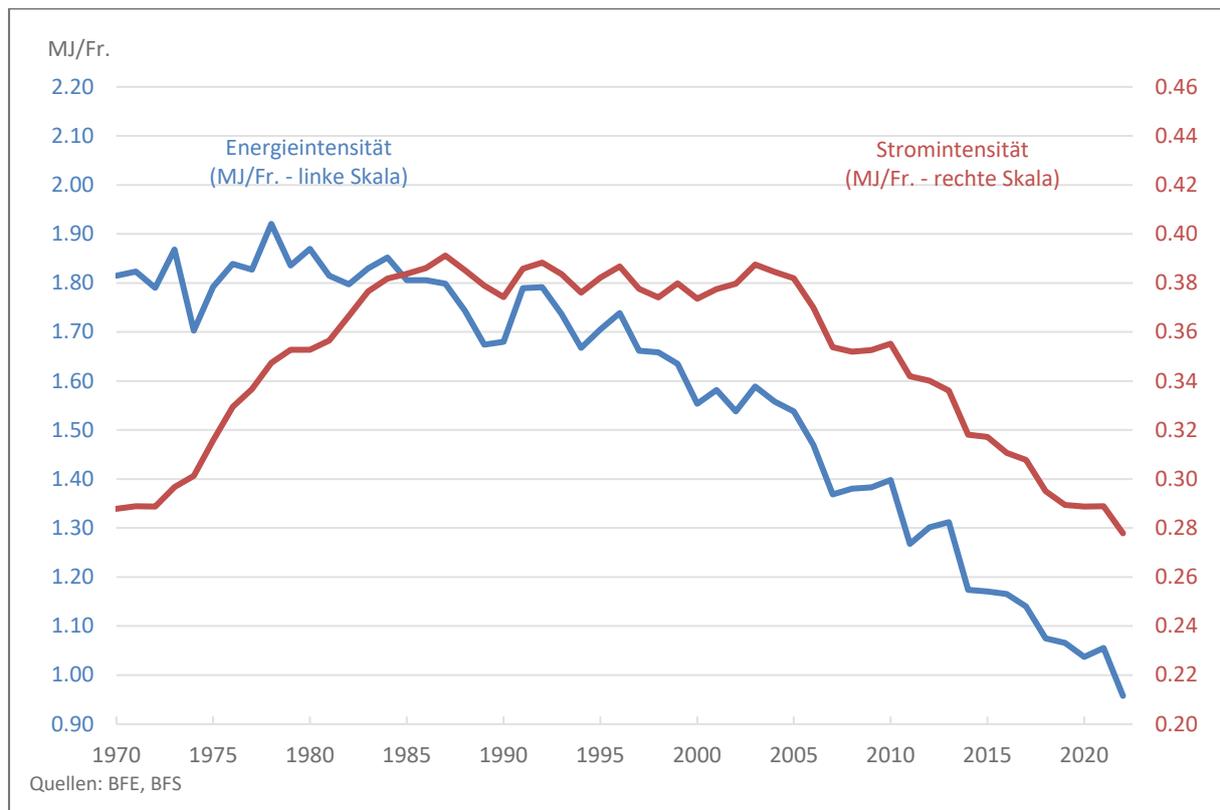


Abbildung 11: Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen

### 3.2.5 Energie- und Stromintensität

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



**Abbildung 12:** Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP<sup>12</sup> (in MJ/Franken)

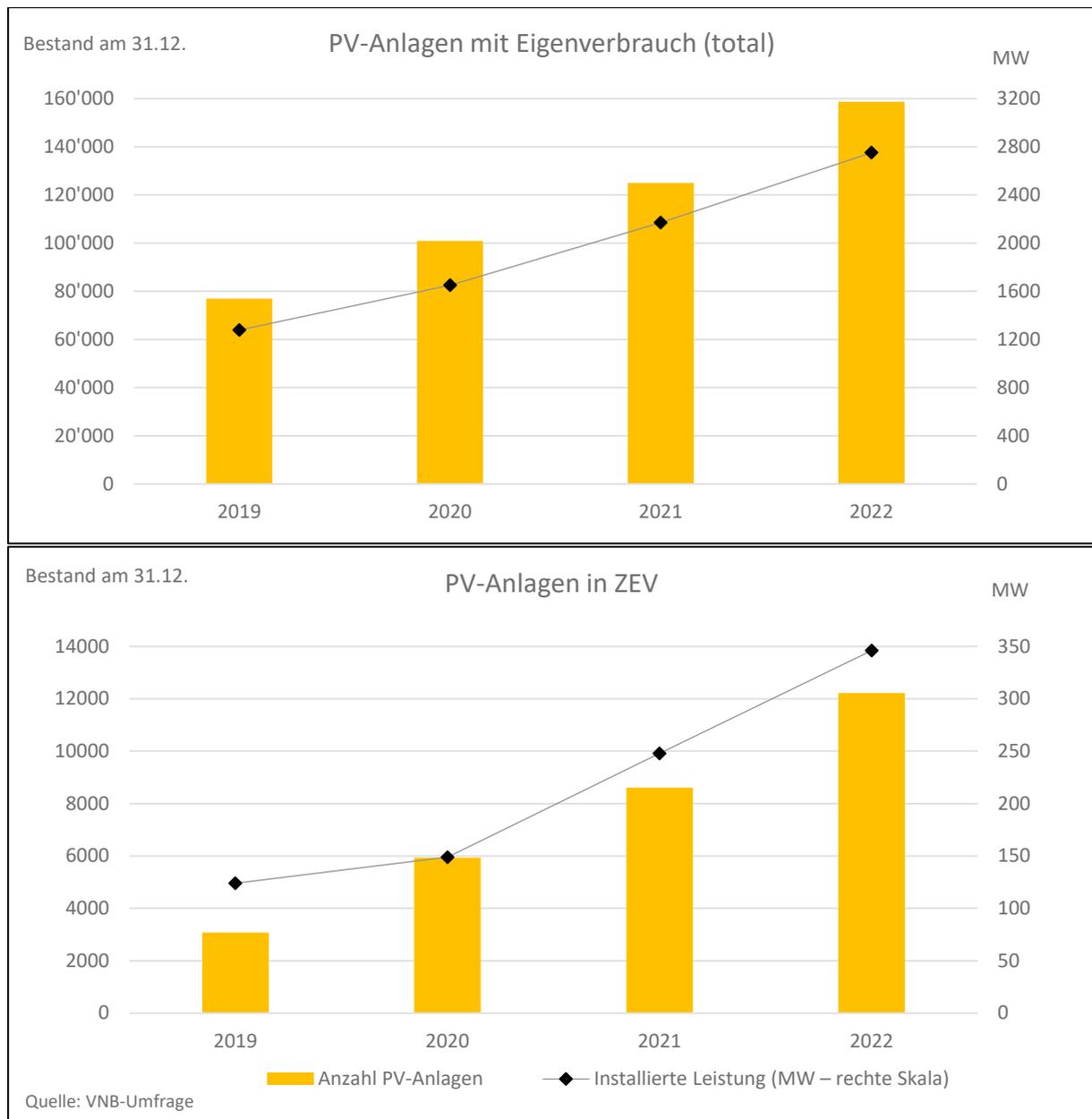
Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf 1,92 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2022: 0,96 MJ/Fr., 2000: 1,55 MJ/Fr.). Die Stromintensität (rote Kurve, rechte Skala), welche insgesamt deutlich tiefer ist als die Energieintensität, stieg ab 1970 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 (2022: 0,28 MJ/Fr., 2000: 0,37 MJ/Fr.) (Quellen: BFE, 2023a / BFS, 2023b)<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> BIP zu Preisen von 2010 (Stand September 2023).

<sup>13</sup> Studien zu anderen Ländern zeigen, dass die sinkende Energieintensität stark von einer verbesserten Energieeffizienz innerhalb der Sektoren herrührt, und nicht nur vom Strukturwandel (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016) schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD Ländern (inkl. Schweiz), welche Faktoren die Verbesserung der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren erklären. Sie weisen eine Hälfte der Verbesserungen dem technologischen Fortschritt zu, die andere Hälfte stammt von Substitutionseffekten zu anderen Produktionsfaktoren.

### 3.2.6 PV-Anlagen im Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch von Strom ermöglicht Einsparungen der Energiebezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selber Energie zu produzieren. Dem Eigenverbrauch kommt deshalb im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Bedeutung zu, indem er ein Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellt. Ein hohes Potenzial, die produzierte Energie dezentral zu nutzen, weisen so genannte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) auf: Sie ermöglichen es, dass mehrere Verbraucher in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage den vor Ort produzierten Strom gemeinsam nutzen können. Intelligente Steuer- und Regelsysteme können hier eingesetzt werden, um so etwa den Verbrauch aktiv gemäss dem Dargebot der elektrischen Energie anzupassen (vgl. Kapitel 4.4.3). Bei Anlagen im Eigenverbrauch stehen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Vordergrund; das Monitoring publiziert deshalb Indikatoren zu dieser Stromproduktionstechnologie. Die Daten basieren auf einer Umfrage des BFE bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) und können nicht vollständig plausibilisiert werden.



**Abbildung 13:** PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage)<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Daten können nicht vollständig plausibilisiert werden.

*Abbildung 13* zeigt PV-Anlagen, welche für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden; einerseits Einzelanlagen inklusive Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und andererseits ausschliesslich ZEV. Ende 2022 stieg die Anzahl aller PV-Anlagen im Eigenverbrauch inklusive ZEV gemäss den Umfrageergebnissen gegenüber dem Vorjahr um 27 Prozent auf insgesamt 158'752 Anlagen (das sind rund 86% aller PV-Anlagen). Die installierte Leistung<sup>15</sup> stieg ebenfalls um 27 Prozent auf rund 2751 MW. Diese Anlagen speisten nach den Angaben insgesamt 1'563'965 (2021: 1'104'954) MWh Strom ins Verteilnetz ein. Die Anzahl der Anlagen, welche in einem ZEV organisiert sind, stieg auf 12'189 Anlagen; die installierte Leistung erhöhte sich auf 345 MW. Diese ZEV speisten rund 204'675 (2021: 116'835) MWh ins Verteilnetz ein. Wenn ZEV einen Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh erreichen, haben sie freien Marktzugang. 2022 haben 123 (2021: 113) solche ZEV mit PV-Anlagen ihren Strom am Markt beschafft (Quelle: VNB, 2023).

Für kleine Erzeugungsanlagen <30 kVA ist keine Produktionsmessung vorgeschrieben, weshalb der spezifische Eigenverbrauch nicht exakt beziffert werden kann, da nur die Überschussenergie (nicht selbst verbrauchte, sondern gegen Entgelt ins Netz eingespeiste Energie) erhoben wird. Mit der installierten Leistung und der Überschussenergie kann jedoch bei PV-Anlagen der durchschnittliche Eigenverbrauch geschätzt werden. Eine PV-Anlage erzeugte im Jahr 2022 etwa 970 kWh pro installierte kWp Leistung, wobei diese Werte je nach Ausrichtung und Region sehr unterschiedlich sein können. **So geschätzt betrug im 2022 der PV-Eigenverbrauch (alle PV-Anlagen, inkl. kleine Anlagen und ZEV, DC-Leistung) rund 1,24 TWh. Das sind etwa 2,2 Prozent des Gesamtstromverbrauchs der Schweiz von 57 TWh im Jahr 2022. Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag bei rund 44 Prozent, d.h. fast die Hälfte des Stroms wird insgesamt direkt vor Ort verbraucht, der Rest wird ins Verteilnetz eingespeist** (Quellen: VNB, 2023 / BFE, 2023c / Swissolar, 2023 / Berechnungen BFE).

---

<sup>15</sup> Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung). Entspricht 80 bis 90% der Modulleistung (DC-Leistung).

## 4 Themenfeld Netzentwicklung

Die Energiestrategie 2050 und der damit verbundene Umbau des Energiesystems sowie das internationale Umfeld stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Darauf zielt auch das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)<sup>16</sup> als Teil der Energiestrategie 2050 ab, welches seit 2019 in Kraft ist. Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen, Investitionen und Abschreibungen sowie Indikatoren zur Entwicklung des intelligenten Netzes.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 610 Netzbetreiber die Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Elektrizität. Das Stromnetz besteht dabei aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorstationen. Es wird mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) und mit unterschiedlichen Spannungen betrieben. Folgende Spannungsebenen (Netzebenen) werden unterschieden:

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

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

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

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

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

### 4.1 Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Sie machen Vorgaben für die Bedarfsermittlung des Aus- und Umbaus der Schweizer Stromnetze, optimieren die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte und geben Kriterien vor für die Entscheidungsfindung zwischen Erdverlegung oder Freileitung. Die Regelungen beabsichtigen, die Transparenz im Netzplanungsprozess zu erhöhen und insgesamt die Akzeptanz von Netzvorhaben zu 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 es die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Importe und Exporte sowie durch die Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

#### **Ablauf und Phasen eines Netzvorhabens des Übertragungsnetzes**

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

*Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL):* Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (*s. weiter*

<sup>16</sup> vgl. [www.netzentwicklung.ch](http://www.netzentwicklung.ch)

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

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

*Plangenehmigungsverfahren (PGV):* Das ausgearbeitete Bauprojekt (Auflageprojekt) reicht Swissgrid zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch beim ESTI ein. Damit wird das Plangenehmigungsverfahren (PGV) eingeleitet. Das ESTI ist zuständig für die Prüfung der Dossiers und die Erteilung der Plangenehmigung. Im PGV wird überprüft, ob das Vorhaben den Sicherheitsvorschriften und den gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des Umwelt- und Raumplanungsrechts, entspricht. Gleichzeitig wird geprüft, ob das Netzvorhaben mit den Interessen von Privaten (Grundeigentümer, Anwohner) vereinbar ist. Wenn das ESTI nicht alle Einsprachen erledigen oder Differenzen mit den beteiligten Bundesbehörden nicht ausräumen kann, überweist es die Unterlagen ans BFE. Dieses führt das Plangenehmigungsverfahren weiter und erlässt, sofern das Vorhaben den gesetzlichen Anforderungen entspricht, eine Plangenehmigung. Damit wird auch über allfällige (auch enteignungsrechtliche) Einsprachen entschieden. Gegen diesen Entscheid können Parteien Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer) und nachfolgend in bestimmten Fällen auch beim Bundesgericht (BGer) einreichen. Hat das BFE das Plangenehmigungsgesuch gutgeheissen und gehen innerhalb der gesetzlichen Frist keine Beschwerden ein, wird die Plangenehmigung rechtskräftig und Swissgrid kann das Leitungsprojekt realisieren.

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

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid legte im April 2015 eine strategische Netzplanung vor<sup>17</sup>, 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 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (vgl. *Abbildung 14*). Eine zentrale Grundlage für die Netzplanung ist der mit der Strategie Stromnetze gesetzlich eingeführte so genannte energiewirtschaftliche Szenariorahmen, welchen der Bund alle vier Jahre überprüft und nachführt. Der Szenariorahmen stellt für die Netzbetreiber eine politisch abgestützte Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Der Bundesrat hat im November 2022 den ersten solchen Szenariorahmen genehmigt, der damit behördenverbindlich ist (Bundesrat, 2022a). Swissgrid aktualisiert derzeit auf Basis des Szenariorahmens ihre Mehrjahresplanung und reicht diese anschliessend bei der EICom zur Prüfung ein. Anschliessend publiziert Swissgrid das Strategische Netz 2040 mit den darin enthaltenen Projekten voraussichtlich bis Ende 2024. Aufgrund der weiterentwickelten gesetzlichen Grundlagen im Bereich Stromnetze hat der Bundesrat zudem den aus dem Jahr 2001 stammenden Konzeptteil

<sup>17</sup> vgl. [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch) > Strategisches Netz

des SÜL revidiert und im Juni 2023 verabschiedet (Bundesrat, 2023b). Im Weiteren will der Bundesrat den Planungsprozess für den Ausbau des Stromnetzes verkürzen und bei der Sachplanung für Höchstspannungsleitungen statt zuerst ein Planungsgebiet direkt den Planungskorridor festlegen; diesen Vorschlag hat er im Juni 2023 im Rahmen des sog. Beschleunigungserlasses für den Bau von Solar-, Wind und Wasserkraftwerken in die Vernehmlassung gegeben (Bundesrat, 2023c+g). Zudem hat der Bundesrat im November 2023 eine Aussprache über weitere Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für den Um- und Ausbau der Stromnetze geführt. Dazu gehören beispielsweise die Optimierung der bundesinternen Verfahrens- und Bereinigungsverfahren bei Projekten im Sachplan Übertragungsleitungen oder der Verzicht auf ein Sachplanverfahren für den Ersatz oder die Sanierung bestehender Leitungen auf bestehenden Trassees (Bundesrat 2023k).

Netzvorbaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status <sup>18</sup>	Gepl. Inbetriebnahme <sup>19</sup>
<b>1. Chamoson-Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis</li> <li>• Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene</li> <li>• Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis</li> <li>• Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz</li> <li>• Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>2. Bickigen-Chippis (Gemmileitung)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV</li> <li>• Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis</li> <li>• Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit</li> </ul>	BVGer	2027
<b>3. Pradella-La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km</li> <li>• Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV</li> <li>• Eliminierung bestehender Engpass</li> <li>• Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>4. Chippis-Lavorgo</b> 4.1. Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV)</li> <li>• Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km</li> <li>• Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin</li> <li>• Beseitigung eines kritischen Versorgungseinganges</li> </ul>	4.1. PGV BFE 4.2. Realisierung (Mörel-Ernen) / in Betrieb (Ernen-Ulrichen) 4.3. Realisierung (Agarn-Stalden) / PGV BFE (Chippis-Agarn) 4.4. PGV BFE	2032
<b>5. Beznau-Mettlen</b> 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Mettlen-Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km</li> <li>• Beseitigung struktureller Engpässe</li> <li>• Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren</li> </ul>	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. Bauprojekt 5.4. Vorprojekt	2031
<b>6. Bassecourt-Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt</li> <li>• Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit</li> </ul>	Realisierung	2023
<b>7. Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen</li> <li>• Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggiala aus Wasserkraft erzeugten Energie</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin</li> </ul>	Projektidee	2035
<b>8. Génissiat-Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km</li> <li>• Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt</li> </ul>	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb

<sup>18</sup> Stand 15.10.2023

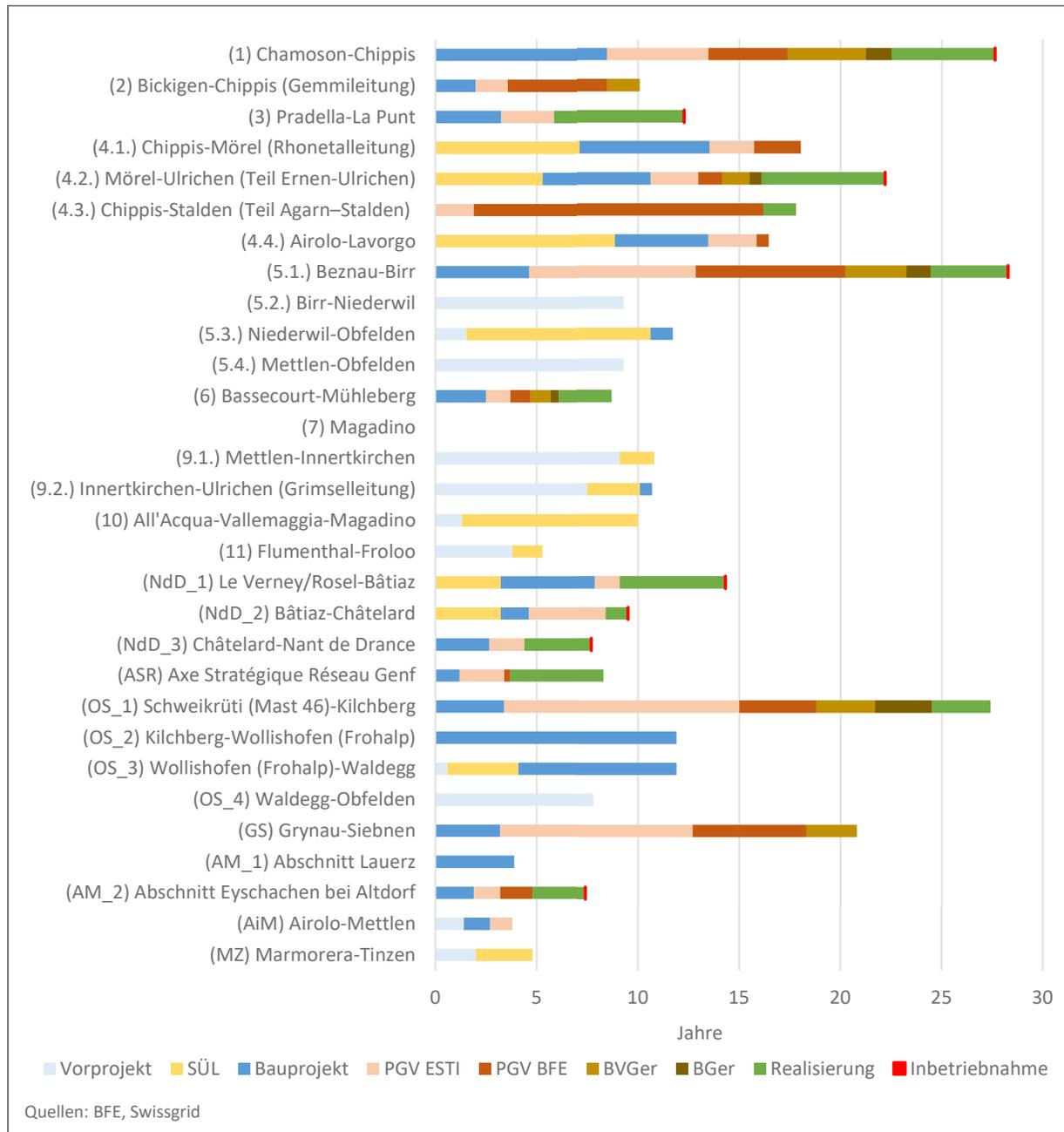
<sup>19</sup> Gemäss Planung Swissgrid

<b>9. Mettlen-Ulrichen</b> 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV</li> <li>• Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz</li> </ul>	9.1. SÜL 9.2. Vorprojekt/Bauprojekt <sup>20</sup>	2035
<b>10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal</li> <li>• Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino»</li> <li>• Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggiatals erzeugten Energie</li> <li>• Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden</li> </ul>	SÜL	2035
<b>11. Flumenthal-Froloo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende rund 33 km lange 145-kV-Verteilnetzleitung durch neue 220-kV-Höchstspannungsleitung, als Teil des strategischen Netzes</li> <li>• Neue Leitung erhöht Versorgungssicherheit im Grossraum Basel und der ganzen Schweiz</li> <li>• Projekt soll Siedlungsgebiete zwischen Flumenthal und Therwil entlasten – neue Leitung wird mit möglichst weiter Distanz zu Siedlungsgebieten geplant</li> <li>• Nach Inbetriebnahme wird bestehende Verteilnetzleitung komplett zurückgebaut</li> </ul>	SÜL	2036
<b>Anschluss Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz</li> <li>• Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid</li> <li>• Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien</li> </ul>	NdD_1 in Betrieb NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille-Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf</li> </ul>	Realisierung	2025
<b>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380-/220-kV-Leitung.</li> <li>• Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil</li> </ul>	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Vorprojekt	2030
<b>Grynau-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz)</li> <li>• Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie 1. Erhöhung Importkapazität aus dem Norden</li> </ul>	PGV BFE	2028
<b>Amsteg-Mettlen</b> AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ)</li> <li>• AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. 2. Damit werden die Siedlungsgebiete in Atinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet.</li> </ul>	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2040
<b>Airola-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels</li> <li>• Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airola-Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant.</li> <li>• Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa.</li> <li>• Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 70 Masten, die derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft</li> </ul>	PGV ESTI	2029
<b>Marmorera-Tinzen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höchstspannungsleitung zwischen Marmorera und Tinzen in der Region Albula (GR) entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik und muss ersetzt werden (Spannung 220 kV wie heute).</li> <li>• Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbraucherzentren im Mittelland.</li> </ul>	SÜL	2032

**Abbildung 14:** Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2023)

<sup>20</sup> Vorhaben 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung) wird bei Swissgrid als «Vorprojekt» behandelt, solange es mehrere Varianten gibt (mit/ohne Bündelung Bahnprojekt Grimselbahn). Im Monitoring ES2050 wird das Projekt als «Bauprojekt» bezeichnet, weil der SÜL-Korridorentscheid für die Stromleitung grundsätzlich gefallen ist.

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 15* die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schlaufen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheidung bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden.



**Abbildung 15:** Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2023 in Jahren<sup>21</sup>

<sup>21</sup> **Methodische Anmerkungen:** a) bei Netzvorhaben mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Vorhaben mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen eruiert, weshalb sie in der Grafik teilweise fehlen; c) für vereinzelte Stichdaten, die heute nicht mehr genau bekannt sind, wurden in Abstimmung mit Swissgrid Annahmen getroffen; d) wenn die Gerichtsinstanzen einen PGV-Entscheid ans BFE zurückwiesen, wurde die zusätzlichen Verfahrensdauer je hälftig der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

## **Kurzbeschreibung der Planungs- und Realisierungsetappen einzelner Netzvorhaben (Stand: 15. Oktober 2023):**

### **1. Chamoson-Chippis**

Der Neubau der Leitung von Chamoson nach Chippis im Kanton Wallis wurde bereits vor der Erarbeitung des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL) initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2017 erfolgte ein wichtiger Meilenstein: Mit Urteil vom 1. September 2017 wies das Bundesgericht die Beschwerden gegen den Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 14. Dezember 2016 ab und bestätigte damit in letzter Instanz den PGV-Entscheid des BFE vom 19. Januar 2015. Danach leitete Swissgrid die Realisierung der neuen Freileitung ein. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018, nach vier Jahren Bauzeit hat Swissgrid die Leitung Ende September 2022 in Betrieb genommen. Teilweise noch offen ist der im Zusammenhang mit den Vorhaben verfügte Rückbau von Leitungen Dritter, was auf den Betrieb der Leitung Chamoson-Chippis jedoch keine Auswirkungen hat.

### **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. Dieses erteilte im Februar 2022 die Plangenehmigung. Gegen diese Verfügung gingen jedoch verschiedene Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein. Aufgrund der angespannten Versorgungslage ab dem zweiten Halbjahr 2022 ermöglichte der Bundesrat eine temporäre Spannungserhöhung der Leitung auf 380 kV im Zeitraum Januar bis April 2023. Die reguläre Inbetriebnahme ist für 2027 vorgesehen.

### **3. Pradella-La Punt**

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

### **4. Chippis-Lavorgo**

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

#### *4.1. Chippis-Mörel (Rhonetalleitung)*

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechseinhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Im Rahmen des PGV prüft das BFE auf Antrag des Kantons Wallis und aufgrund einer neuen Verkabelungsstudie nochmals sachplanerische Fragestellungen im Abschnitt Agarn-Mörel. Aufgrund der Erkenntnisse aus diesen Fragestellungen musste das BFE bei der Swissgrid ergänzende Unterlagen und Studien hinsichtlich einer allfälligen Verkabelung der Leitung im Abschnitt Chippis-Agarn (Pfywald) einfordern.

#### *4.2. Mörel-Ulrichen*

Der Neubau der Leitung durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; der Teilabschnitt zwischen Ernen und Ulrichen ist seit Mitte Oktober 2019 in Betrieb; im Teilabschnitt Mörel-Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE genehmigte mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden

beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante mit Urteil vom 26. März 2019 bestätigte. Dieses Urteil blieb unangefochten und die Plangenehmigung wurde rechtskräftig. Die Bauarbeiten sind im Gange.

#### *4.3. Chippis-Stalden*

Für den Strangnachzug auf der Teilstrecke Agarn-Stalden lief ein mehrjähriges Plangenehmigungsverfahren beim BFE, welches im Frühling 2022 rechtskräftig abgeschlossen werden konnte und seither in der Realisierung ist. Es handelt sich dabei um ein altrechtliches Verfahren, welches noch ohne Sachplaneintrag eingeleitet werden konnte. Für die Teilstrecke Chippis-Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) allerdings festgesetzt, dass diese Teilstrecke parallel zur Rhonetalleitung durch den Pfywald geführt werden muss. Dementsprechend wurde das Plangenehmigungsgesuch für den Neubau diese Teilstrecke zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch für die Rhonetalleitung Ende März 2019 beim ESTI eingereicht. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Somit befindet sich auch die Teilstrecke Chippis-Agarn im PGV beim BFE.

#### *4.4. Airolo-Lavorgo*

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befand sich über vier Jahre im Bauprojekt. Ende April 2020 reichte Swissgrid das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI ein, welches es Mitte September 2022 ans BFE überwies. Das BFE sistierte das laufende Plangenehmigungsverfahren zwischenzeitlich, weil diverse Unterlagen überarbeitet werden mussten.

### **5. Beznau-Mettlen**

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

#### *5.1. Beznau-Birr*

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

#### *5.2. Birr-Niederwil*

Das Vorprojekt für den Leitungsabschnitt ist seit September 2022 abgeschlossen. Das weitere Vorgehen ist in Abklärung.

#### *5.3. Niederwil-Obfelden*

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befand sich mehrere Jahre im SÜL-Verfahren; 2016 erfolgte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt, Ende August 2022 setzte der Bundesrat den Planungskorridor fest. Swissgrid hat anschliessend die Ausarbeitung des Bauprojekts gestartet.

#### *5.4. Mettlen-Obfelden*

Der Leitungsabschnitt befindet sich in der Vorprojektphase. Diese wurde zwischenzeitlich ausgesetzt, um den Bundesratsentscheid zum Planungskorridor sowie Übertragungstechnologie abzuwarten (s. 5.3).

### **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 Vor-

habens gegenüber der bestehenden Situation kein SÜL-Verfahren nötig. Nach einer rund zweieinhalbjährigen Bauprojektphase reichte Swissgrid das PGV-Dossier am 30. Juni 2017 beim ESTI ein. Gegen das Projekt gingen mehrere Einsprachen ein. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE, welches am 22. August 2019 die Plangenehmigung erteilte. Dieser Entscheid wurde von verschiedenen Beschwerdeführern ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Mit Urteil vom September 2020 wies das Bundesverwaltungsgericht die Beschwerden ab, soweit es darauf eintrat. Der Entscheid wurde ans Bundesgericht weitergezogen. Mit Urteil vom 23. März 2021 wies dieses die Beschwerden ab. Aufgrund der angespannten Versorgungslage ab dem zweiten Halbjahr 2022 ermöglichte der Bundesrat eine temporäre Spannungserhöhung der Leitung auf 380 kV im Zeitraum Januar bis April 2023. Die reguläre Inbetriebnahme ist bis Ende 2023 geplant.

## **7. Magadino**

Für das Vorhaben wird derzeit eine Vorstudie erstellt, welche mehrere Varianten vorschlägt, um danach das Vorprojekt einzuleiten. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2035 vorgesehen.

## **8. Génissiat-Foretaille**

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

## **9. Mettlen-Ulrichen**

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

### *9.1. Mettlen-Innertkirchen*

Der Leitungsabschnitt befand sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte Swissgrid beim BFE die Durchführung eines SÜL-Verfahrens für eine neue Leitungseinführung in das Unterwerk in Innertkirchen. Dieses wurde jedoch Anfang Juni 2021 auf Antrag der Gesuchstellerin abgeschrieben, weil die Leitungsführung in das SÜL-Verfahren für die gesamte Leitung integriert werden sollte. Das SÜL-Verfahren für die Gesamtstrecke startete Ende Juni 2021. Mitte November 2022 teilte das BFE das Planungsgebiet mit. Im Mai 2023 reichte Swissgrid dem BFE die Unterlagen für die 2. Phase des SÜL-Verfahrens zur Festsetzung des Planungskorridors ein, welche seither am Laufen ist.

### *9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)*

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimselleitung) ist ein Schlüsselement in der strategischen Netzplanung 2025. Für den Leitungsabschnitt beantragte Swissgrid Anfang Juli 2020 die Durchführung eines SÜL-Verfahrens. Der Bundesrat hat im Februar 2022 zwei mögliche Planungskorridore festgesetzt: Im Falle der rechtzeitigen Sicherung der Finanzierung des Projekts Grimselbahn wird die Leitung mit dem Bahnprojekt gebündelt und in einem parallel zum Bahntunnel verlaufenden Kabelstollen errichtet; andernfalls wird die Leitung in einem Kabelstollen zwischen Innertkirchen und Oberwald verlegt. In beiden Fällen wird die Leitung zwischen Oberwald und Ulrichen als Freileitung realisiert.

## **10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino**

Die Planung des Leitungsvorhabens im Gebiet All'Acqua-Maggiatal-Magadino (sowie des oben erwähnten Teilprojekts 4.4. *Airolo-Lavorgo*) basiert auf einer 2013 durchgeführten umfangreichen Studie über die Neuordnung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im «Alto Ticino», welche die Ziele der Sanierung und Modernisierung der Leitungen mit denen der Raumplanung koordinierte. Daraufhin wurde das Vor-

projekt erarbeitet und 2015 startete das SÜL-Verfahren. 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses für die Durchführung des Sachplanverfahrens in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Die Festsetzung des Planungskorridors auf der Strecke Avegno-Magadino verzögert sich allerdings wegen der Standortfrage für das Unterwerk Magadino, welches sich im Perimeter des Moorschutzgebietes «Piano di Magadino» befindet. Bis Ende Oktober 2023 lief die Anhörung für den vom BFE vorgeschlagenen Planungskorridor über alle drei Etappen, der Bundesratsentscheid zur Festsetzung wird für März 2024 erwartet. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen.

## 11. Flumenthal-Froloo

Das Vorprojekt für die neue 220-kV-Übertragungsleitung zwischen Flumenthal (SO) und Froloo (Gemeinde Therwil, BL) startete 2018, Anfang April 2022 reichte Swissgrid dem BFE das Gesuch zum Start des Sachplanverfahrens ein. Die Inbetriebnahme ist Ende 2036 vorgesehen.

### Weitere ausgewählte Projekte

Der **Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance** ans Höchstspannungsnetz trägt zur Integration der neuen erneuerbaren Energien bei und ist daher aus Sicht der Energiestrategie 2050 wichtig. Das Vorhaben besteht aus drei Teilprojekten. Die ersten beiden Teilprojekte durchliefen ein rund dreijähriges SÜL-Verfahren, es folgten Bauprojekte (knapp fünf respektive eineinhalb Jahre) und PGV (gut ein Jahr respektive knapp vier Jahre). Das dritte Teilprojekt durchlief relativ zügige Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). 2017 und 2018 konnten die Freileitung *Châtelard-La Bâtiatz (NdD\_2)* und die unterirdische Kabelleitung *Châtelard-Nant de Drance (NdD\_3)* innerhalb der Kaverne als Verbindung zwischen dem Kraftwerk Nant de Drance und dem Unterwerk Châtelard fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Beim dritten und letzten Abschnitt, der unterirdische Verbindung zwischen *Le Verney/Rosel-Bâtiatz (NdD\_1)*, schloss Swissgrid die Tunnelarbeiten im Sommer 2021 ab und nahm die Leitung Anfang April 2022 in Betrieb; damit ist das Kraftwerk Nant de Drance definitiv ans Höchstspannungsnetz angeschlossen und seit Anfang Juli 2022 in Betrieb. Bereits 2019 hatte Swissgrid das Kraftwerk provisorisch angeschlossen, indem als Übergangslösung die Spannung einer der beiden bestehenden Freileitungen La Bâtiatz-Rosel von 220 auf 380 Kilovolt erhöht wurde.

Der Kanton Genf, der Flughafen Genf sowie eine private Investorengruppe planen im Raum des Flughafens mehrere städtebauliche Entwicklungsprojekte unter dem Namen **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Um dieses städtebauliche Projekt zu realisieren, wird die bestehende 220-kV-Leitung im Rahmen des Autobahnausbaus sowie des Wärme-/Kälteprojektes der SIG (Services Industriels de Genève) auf 4,5 km entlang der Autobahn und des Flughafens Genève verkabelt. Der Kanton Genf und die Investoren finanzieren das Projekt. Die Plangenehmigung konnte Ende März 2019, zweieinhalb Jahre nach Eingabe des Plangenehmigungsgesuches beim ESTI, durch das BFE erteilt werden (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Leitung soll nach heutiger Planung Ende 2025 in Betrieb gehen.

Das Projekt **Obfelden-Samstagern** sieht die Verstärkung der bestehenden Leitungen von 150 kV auf 380/220 kV vor. Zudem soll der Bahnstrom mit 132 kV teilweise auf derselben Leitung gebündelt werden. Das Vorhaben ist in verschiedene Abschnitte unterteilt: Beim Abschnitt *Wollishofen (Frohalm)-Waldegg* setzte der Bundesrat Ende 2015 nach einem dreieinhalbjährigen SÜL-Verfahren den Planungskorridor für eine Kabelleitung fest, das Bauprojekt ist ausgearbeitet. Der Abschnitt *Kilchberg-Wollishofen (Frohalm)* ist sachplanbefreit und die Linienführung wird ausgearbeitet. Nachdem das Bundesgericht beim Abschnitt *Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg* das Plangenehmigungsdossier ans BFE zurückgewiesen hatte, verfügte dieses den Bau einer Freileitung. Gegen diese Verfügung wurden beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerden eingereicht. Diese wurden im Februar 2020 abgewiesen und eine Freileitung verfügt. Gegen diesen Entscheid gingen beim Bundesgericht Beschwerden ein, welche es jedoch im November 2020 abwies. Damit konnte die Realisierung eingeleitet werden, die Bauarbeiten haben im Oktober 2022 begonnen und dauern voraussichtlich bis Ende 2023. Die Leitung *Waldegg-Obfelden* ist eine bestehende mit

150 kV betriebene Leitung, für die im September 2016 der Nachweis der Einhaltung der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) für den Betrieb mit 220/380 kV erbracht wurde (ESTI). In Abstimmung mit dem Bau des Unterwerkes Waldegg will Swissgrid zu gegebener Zeit beim ESTI das Gesuch um Spannungserhöhung von 2x150 kV auf 2x220 kV einreichen. Der Abschnitt *Sieb-nen-Samstagern* war seit 2014 im PGV BFE: Es ging in diesem Verfahren allerdings ausschliesslich um den Erwerb von Durchleitungsrechten. Aufgrund des Rückzugs des Plangenehmigungsgesuchs hat das BFE das Verfahren im Juni 2023 abgeschrieben; der Rechtserwerb wird aufgrund der per Januar 2021 erfolgten Anpassung des Enteignungsrechts im Rahmen eines selbständigen Enteignungsverfahrens abgewickelt; die weiteren Schritte sind in Abklärung. Die Realisierung des Gesamtprojekts ist per 2030 vorgesehen.

Zwischen **Gryнау und Siebnen** wird die bestehende 220-kV-Freileitung durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt. Das Vorhaben wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief ein knapp zehnjähriges PGV beim ESTI, welches das Dossier im Oktober 2006 ans BFE überwies. Dieses verfügte gut zwei Jahre später die Plangenehmigung, welche ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen wurde. Das Gericht wies das Verfahren ans BFE zurück und forderte eine Studie zur Erdverlegung der Leitung und eine anschliessende Neubeurteilung des Vorhabens. Auf Antrag von Swissgrid sistierte das BFE das Verfahren mehrmals. Das BFE bearbeitet derzeit das aktualisierte Plangenehmigungsdossier. Die Realisierung ist bis 2028 vorgesehen.

Im Urner Talboden verlegen Swissgrid und die SBB Hochspannungsleitungen. Ende 2001 hat die damalige Eigentümerin Alpiq ein Plangenehmigungsgesuch zur Totalsanierung des Teilabschnittes Ingenbohl-Mettlen der 380-kV-Leitung **Amsteg-Mettlen** eingereicht. Mittlerweile ist ein Grossteil der Leitung saniert, zuletzt konnte im Frühling 2008 der Abschnitt *Eyschachen bei Altdorf* in Betrieb genommen werden. Noch hängig ist der Abschnitt *Lauerz*, der sich momentan im Bauprojekt befindet. Auf SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die raumplanerischen Auswirkungen bereits im Rahmen des SÜL-Verzichtsgesuchs respektive auf kantonaler und kommunaler Ebene behandelt werden konnten. Die Auflagen aus dem SÜL-Verzicht werden weiter ausgearbeitet. Die Realisierung ist bis 2040 geplant.

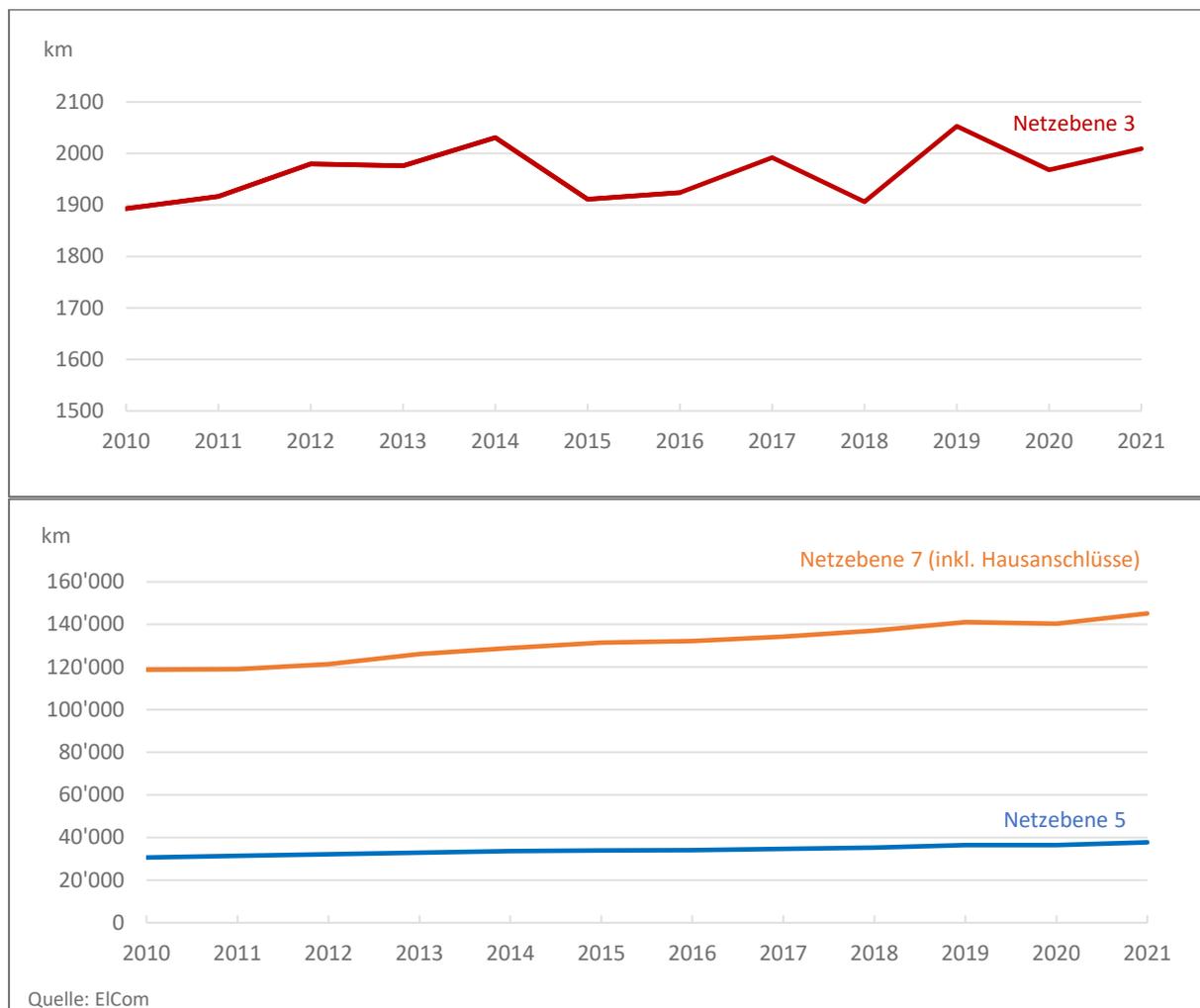
Swissgrid plant im Rahmen der Ersatzplanung, die 220-kV-Freileitung **Airolo-Mettlen** zu erneuern. Unter dem Aspekt der Bündelung von Infrastruktur sieht die aktuelle Planung des zweiten Gotthardstrassentunnels einen separaten Werkleitungskanal unter der Fahrbahn (Pannestreifen) vor. Swissgrid wird darin die geplante Leitung auf einer Länge von 18 Kilometern verlegen. Damit entsteht die längste verkabelte Höchstspannungsleitung der Schweiz. Das Vorhaben befand sich ab Mai 2021 im Bauprojekt, im September 2022 hat Swissgrid das Baugesuch beim ESTI eingereicht. Auf ein SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die Leitung in eine bereits bestehende Infrastruktur integriert wird: Das BFE ist zum Schluss gekommen, dass einerseits die gesetzlichen Kriterien für den Verzicht auf ein solches Verfahren erfüllt sind und andererseits ein Sachplanverfahren keinen Mehrwert bringen würde. Die neue Leitung ist nach Swissgrid-Angaben voraussichtlich 2029 betriebsbereit. Die Verkabelung ermöglicht den Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 70 Masten, welche derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft. Damit wird die Alpenlandschaft entlastet.

Swissgrid hat im Dezember 2020 zwei unterschiedliche Planungskorridore für den Ersatz der bestehenden Höchstspannungsleitung zwischen **Marmorera und Tinzen** (GR) eingereicht. Das entsprechende SÜL-Verfahren ist am Laufen. Die Realisierung ist bis 2032 geplant.

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2023 / Swissgrid 2015).

## 4.2 Erdverlegung von Leitungen

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien<sup>22</sup> entschieden werden. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.



**Abbildung 16:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 16* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem

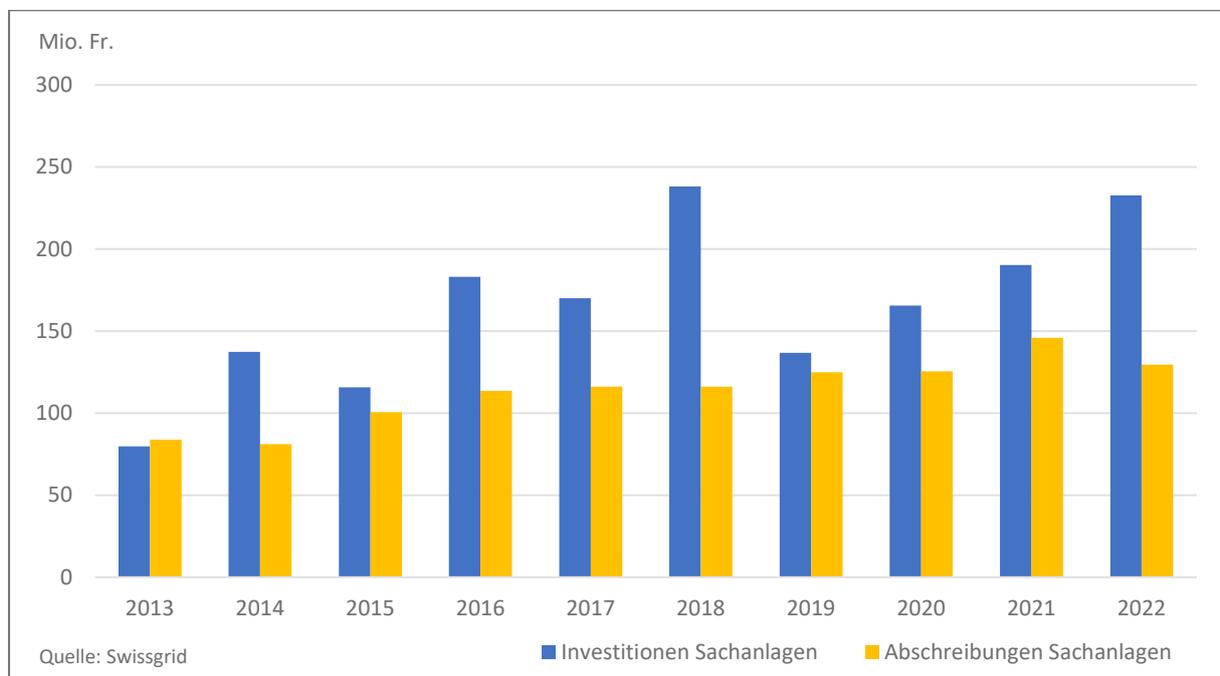
<sup>22</sup> vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [Freileitung oder Kabel \(admin.ch\)](#).

zeigten sich zwischen 2014 und 2015, zwischen 2017 und 2018 sowie zwischen 2019 und 2020 rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. 2021 hat die Verkabelung indes gegenüber dem Vorjahr wieder etwas zugenommen. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 207'279 Kilometern, wovon gut 89 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau-Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg/Riniken wurde indes erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Im Rahmen des Anschlussprojekts des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance wurde der Leitungsabschnitt «Bâtiaz-Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende 220-kV-Freileitung, die das Rohntal auf einer Länge von 1,2 Kilometern durchquerte. Seit Anfang April 2022 ist dieser Abschnitt in Betrieb (siehe Kapitel 4.1). Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf auf einer Länge von 4,5 Kilometern. Im Weiteren soll künftig die 220-kV-Höchstspannungsleitung Airolo-Mettlen auf einer Länge von rund 18 Kilometern zwischen Airolo und Göschenen unterirdisch im Gotthard-Strasstunnel geführt werden (Quellen: EICom, 2023a / BFE/Swissgrid, 2023).

### 4.3 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.

#### 4.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen

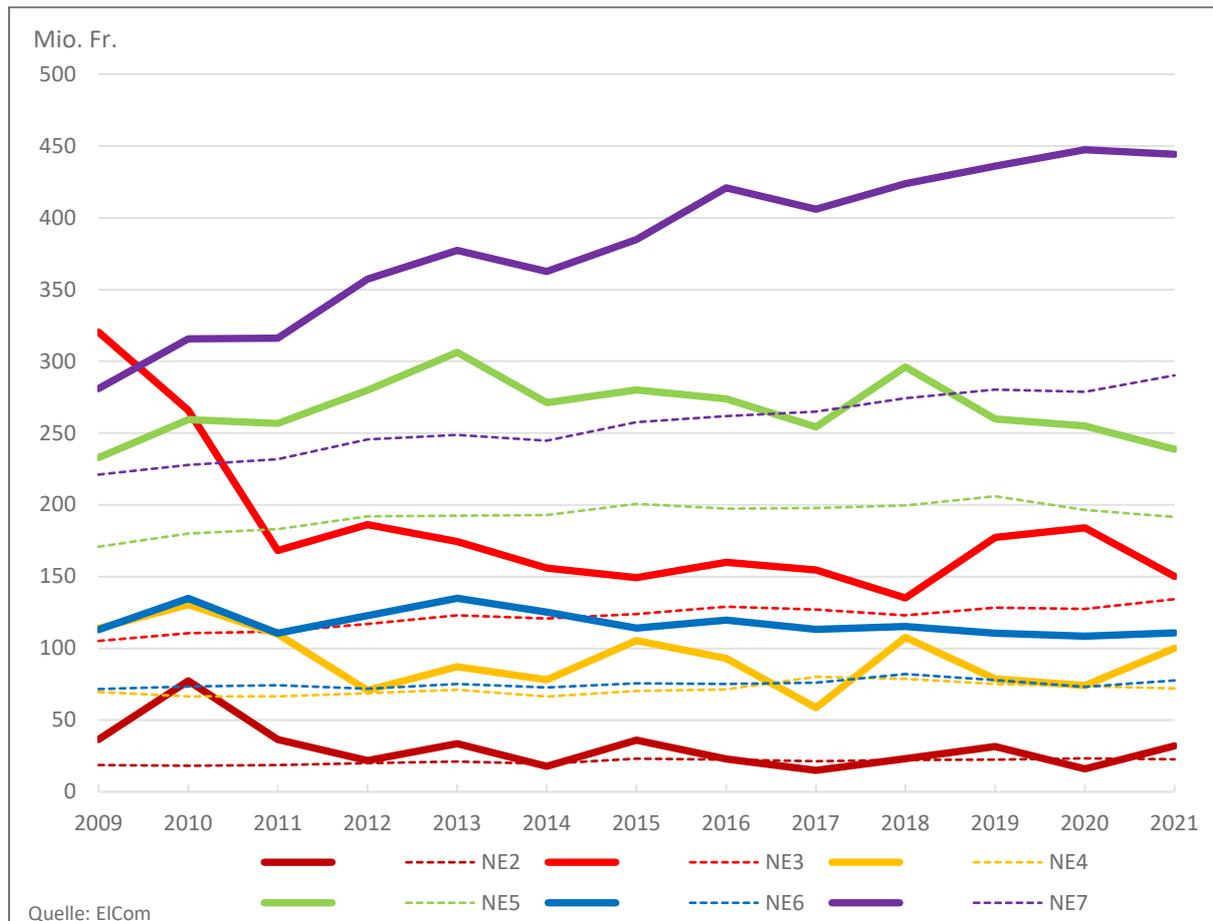


**Abbildung 17:** Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 17 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2013 und 2022 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 Mio. und 238 Mio. Franken pro Jahr. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 81 Mio. bis 146 Mio. Franken pro Jahr. Zwischen 2013 und 2018 sind die Investitionen mit leichten Abnahmen 2015

und 2017 gestiegen. Die geringeren Investitionen 2019 sind auf eine Anpassung bei der mittelfristigen Investitionsplanung und auf Verzögerungen von Projekten zurückzuführen. Ab 2020 sind die Investitionen wieder gestiegen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängt teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte verzögert werden durch Einsprachen. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch solche in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie in Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten (Quelle: Swissgrid, 2023b).

#### 4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen



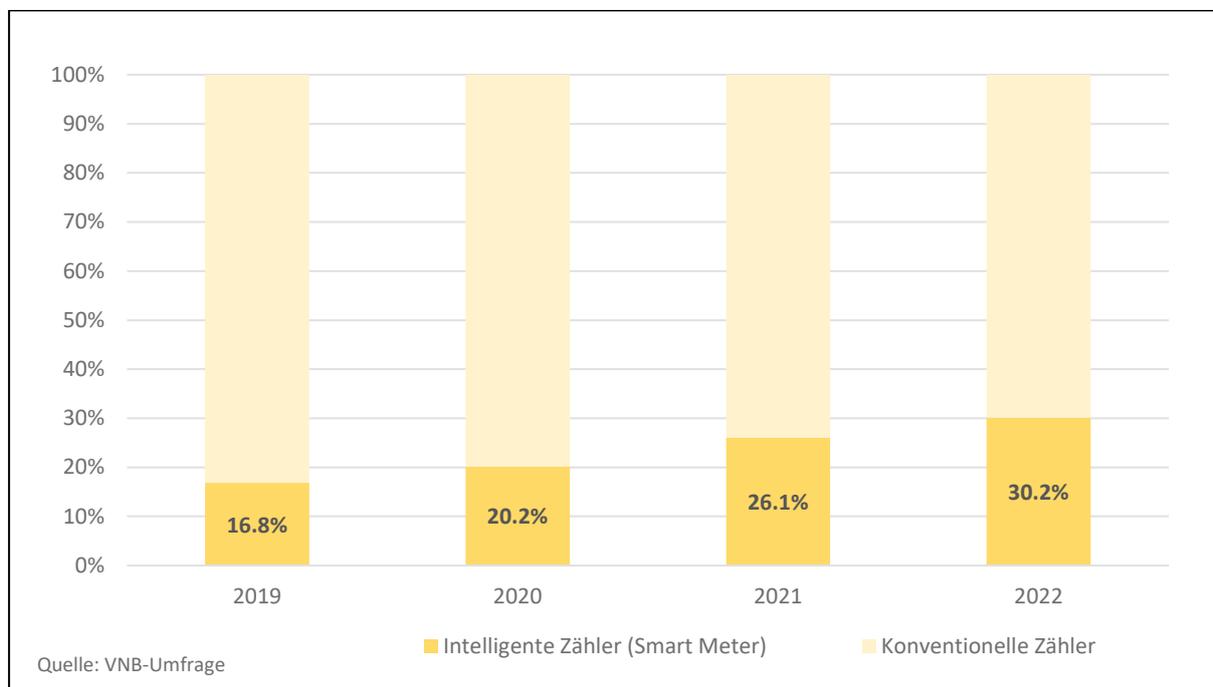
**Abbildung 18:** Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 18 zeigt, dass die **Investitionen** (nominal) in die Netzebene 7 zwischen 2009 und 2021 (bei Verteilnetzbetreibern mit einer Ausspeisung >100 GWh) gestiegen sind. Bei den anderen Netzebenen sind die Investitionen im gleichen Zeitraum relativ konstant, allerdings mit teilweise starken jährlichen Schwankungen. Bei den **Abschreibungen** ist ein Anstieg bei den Netzebenen 7 und 3 zu beobachten, während sie bei den anderen Netzebenen in etwa konstant geblieben sind. Die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene (mit Ausnahme der Netzebenen 2 in verschiedenen Jahren und 4 im Jahr 2017) unter den Investitionen. Bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen (inkl. Verteilnetzbetreiber <100 GWh Ausspeisung) investierten die Netzbetreiber im Zeitraum 2017 bis 2022 im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 929 Mio. auf über 956 Mio. Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 419 Mio. auf knapp 474 Mio. Franken gestiegen. Da gleichzeitig die Versorgungsqualität der Schweizer Stromnetze in der Schweiz (vgl. Kapitel 5.2.5) sehr hoch ist – auch im internationalen Vergleich –, erachtet die EICOM die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quellen: EICOM, 2023a+c).

## 4.4 Entwicklung der intelligenten Netze

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

### 4.4.1 Intelligente Zähler (Smart Meter)

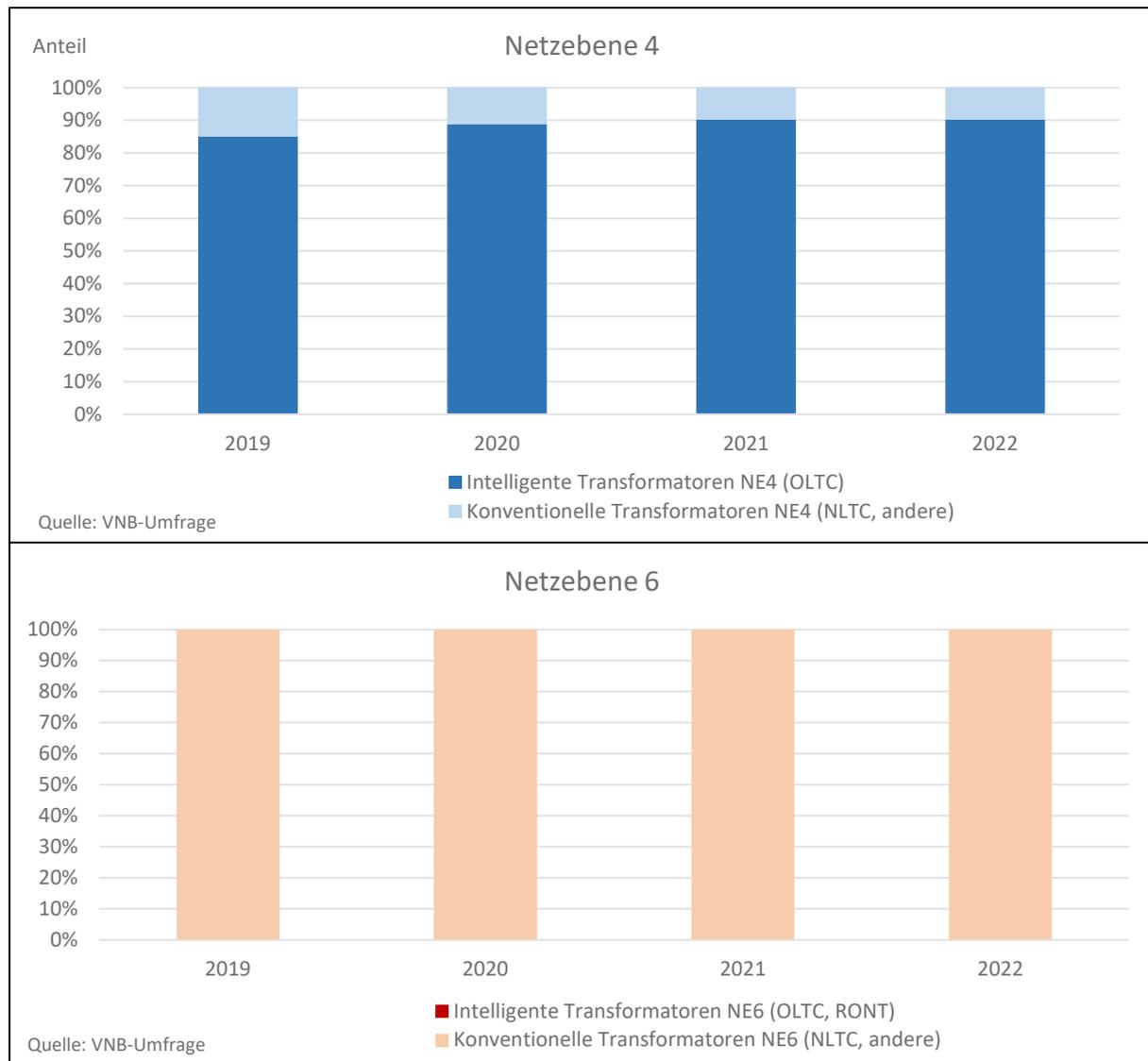


**Abbildung 19:** Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern<sup>23</sup>

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2022 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 1'750'150 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von gut 30 Prozent, wie *Abbildung 19* zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2023).

<sup>23</sup> Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

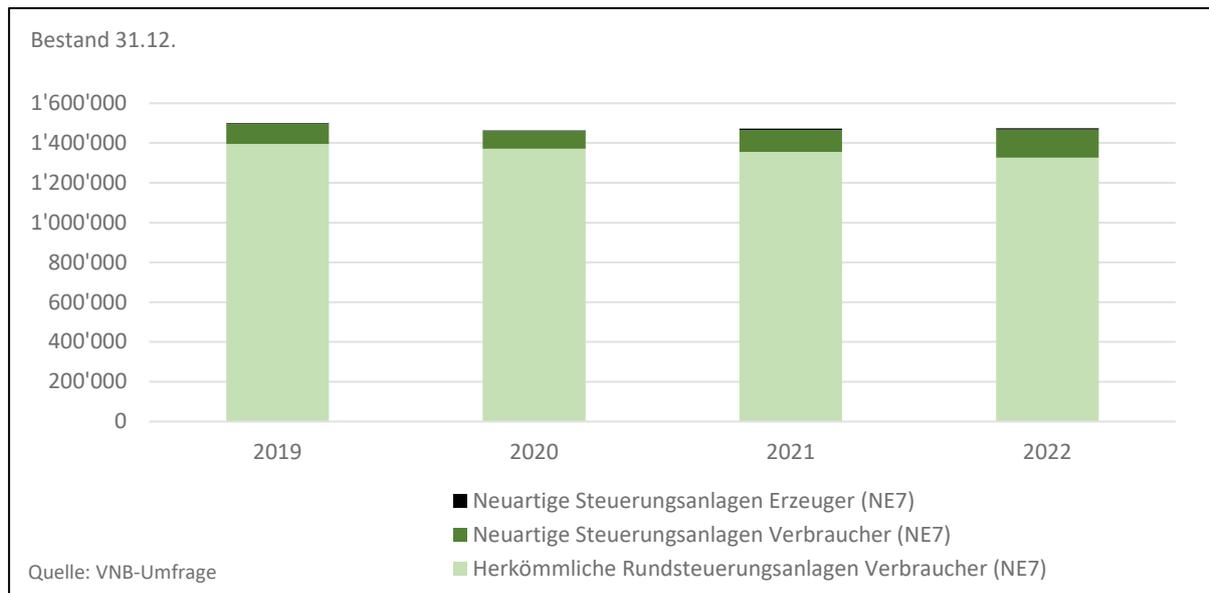
#### 4.4.2 Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)



**Abbildung 20:** Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last

Die intelligente Transformation der elektrischen Spannung aus dem Mittelspannungsnetz auf die niederen Spannungsebenen ist eine wichtige Komponente des Smart-Grids. Im Fokus stehen Laststufenschalter, welche unter Last das Übersetzungsverhältnis verändern und so die Spannung im Verteilnetz regeln können (sog. On Load Tap Changer OLTC). Darunter fallen auch sogenannte regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT). Solche Komponenten ermöglichen beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom, ohne dass die Netzspannung dadurch unzulässig ansteigt oder abfällt. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Stromproduktion ist der Einsatz solcher Systeme insbesondere auf den Netzebenen 4 und 6 interessant. Gemäss den Ergebnissen der Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern sind auf Netzebene 4 solche intelligenten Komponenten schon sehr verbreitet (90 Prozent), wie *Abbildung 20* zeigt. Auf Netzebene 6 spielen sie eine untergeordnete Rolle, im Jahr 2022 waren knapp 100 intelligente Transformatoren gegenüber rund 60'000 herkömmlichen Transformatoren im Einsatz (weniger als 1 Prozent, auf der Grafik entsprechend nicht erkennbar). Auf Netzebene 6 dominieren also noch herkömmliche Transformatoren ohne Stufenschalter und solche ohne Spannungsregelung unter Last, sog. No Load Tap Changer NLTC (Quelle: VNB, 2023).

#### 4.4.3 Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)



**Abbildung 21:** Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage)

Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbraucherinnen und Erzeugern ist ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt und dem Netz wird so genannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter netzdienlichem Einsatz der Flexibilität wird die Steuerung der Einspeisung von elektrischer Energie und des Verbrauchs durch den Netzbetreiber verstanden. Das Monitoring beobachtet auf der Lastseite solche neuartigen netzdienlich eingesetzten Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern und die herkömmlichen Rundsteuerungsanlagen sowie auf der Produktionsseite neuartige netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern auf der untersten Netzebene 7. Diese Anlagen können vom Netzbetreiber selber gesteuert werden. Seit 2019 hat nach Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Seiten der Stromverbraucher der Einsatz herkömmlicher Rundsteuerungsanlagen etwas abgenommen, wie *Abbildung 21* zeigt. Auf Seiten der Stromerzeuger haben die neuartigen Steuerungsanlagen auf tiefem Niveau seit 2019 kontinuierlich zugenommen (von gut 3300 auf rund 5600 im Jahr 2022). (Quelle: VNB, 2023).

## 5 Themenfeld Versorgungssicherheit

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

### 5.1 Energieübergreifende Sicht

#### 5.1.1 Diversifizierung der Energieversorgung

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

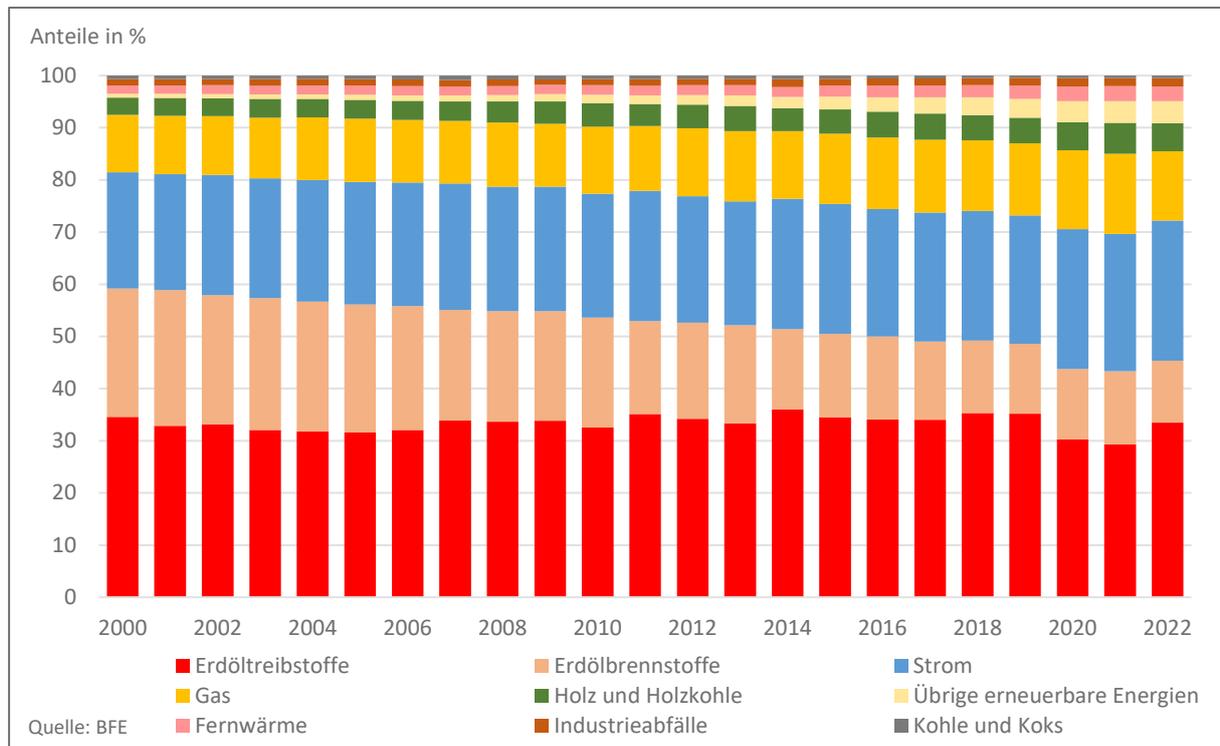
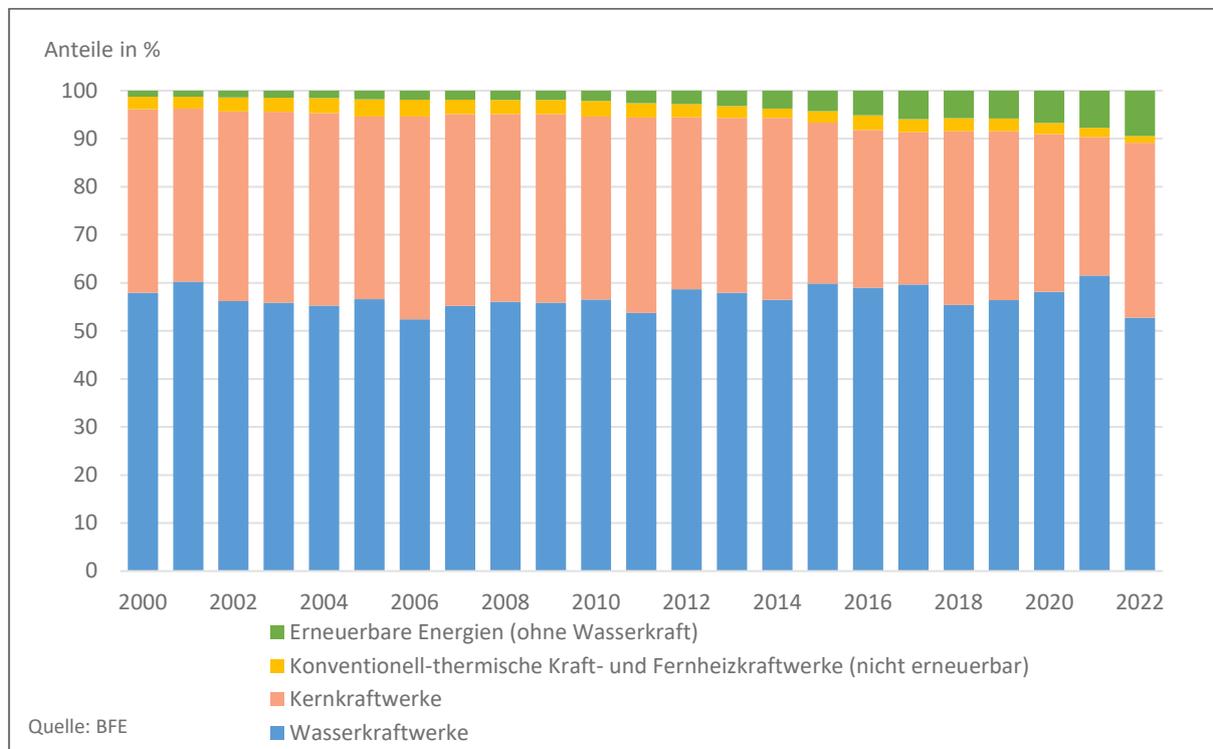


Abbildung 22: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 22 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2022 über 45 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 27 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 13 Prozent. Der Anteil der Erdölbrennstoffe ist zwischen 2000 und 2022 um rund 13 Prozentpunkte zurückgegangen, bedingt durch den Austausch von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2022 gegenüber dem Vorjahr um 4 Prozentpunkte stark zugenommen, ist aber im Vergleich zum Jahr 2000 immer noch ein Prozentpunkt tiefer. Darüber hinaus wirkten die wärmere Witterung, die wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine hohen Energiepreise sowie die Energiesparkampagne des Bundes insbesondere auf die Anteile der Brennstoffe Öl (-2 Prozentpunkte im Jahresvergleich) und Gas (-2 Prozentpunkte). Längerfristig (zwischen 2000 und 2022) haben wegen der bedeutenden Abnahme von Öl die Anteile von allen anderen Energieträgern (ausser Kohle) zugenommen: Erdgas (+2,3 Prozentpunkte), Strom (+4,6 Prozentpunkte), Holz und Holzkohle (+2,1 Prozentpunkte), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,5 Prozentpunkte) und Fernwärme (+1,2 Prozentpunkte). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2023a).



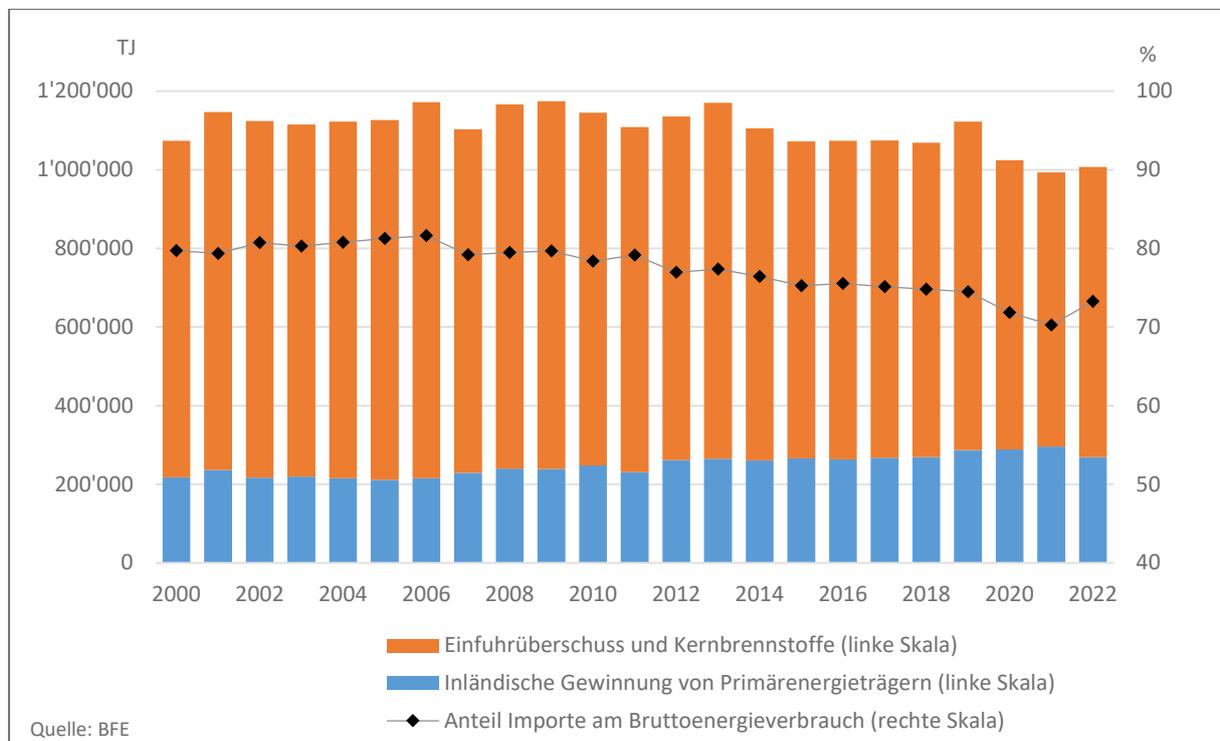
**Abbildung 23:** Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Stromproduktionsarten ist in *Abbildung 23* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 53%) und Kernkraftwerken (rund 36%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2022 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Aufgrund der geringen Niederschlagsmengen im Frühling und Sommer 2022 sowie dem vorangegangenen schneearmen Winter ist der Anteil der Stromproduktion aus Wasserkraft gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgegangen (-8,7 Prozentpunkte). Dieser Ausfall wurde grösstenteils durch eine höhere Stromproduktion aus Kernkraftwerken kompensiert (+7,5 Prozentpunkte). Mittlerweile hat der Anteil der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien zugenommen (2022: +9,5 Prozentpunkte). Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung, wohingegen die nicht erneuerbare Produktion aus konventionell-thermischen Kraftwerken leicht zurück geht (2022: -1,4 Prozentpunkte). Der Schweizer Stromproduktionsmix (hoher Anteil an verlässlicher und teilweise flexibler Wasserkraft, langfristige Lagermöglichkeit von Kernbrennstoffen und Bandstrom aus Kernkraft, steigende inländische Stromproduktion durch

neue erneuerbare Energien) wirkt sich grundsätzlich günstig auf die Stromversorgungssicherheit aus. Die inländische Stromproduktion ist nicht mit dem Liefermix zu verwechseln: Beim Liefermix geht es um die Herkunft des konsumierten Stroms, er enthält also auch Stromimporte. Beim Produktionsmix ist zu beachten, dass Strom nicht ausschliesslich im Inland konsumiert, sondern auch exportiert wird (Quelle: BFE, 2023a+c).

### 5.1.2 Auslandabhängigkeit

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und verbesserte Energieeffizienz verringert werden. Die Schweiz bleibt jedoch Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in Anlehnung an das MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen<sup>24</sup>) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.



**Abbildung 24:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 24 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Aufgrund der langanhaltenden Trockenheit im Jahr 2022, die zu einer starken Abnahme der Wasserkraftproduktion führte, hat die Inlandproduktion erstmals seit 2011 gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich abgenommen. Die Wasserkraft bleibt trotzdem die wichtigste inländische Energiequelle, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Die Bruttoimporte setzen sich im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoff-

<sup>24</sup> Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

fen zusammen. Wie die schwarze Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und bis 2021 rückläufig. 2022 ist die Auslandabhängigkeit wieder gestiegen, insbesondere wegen des Rückgangs der inländischen Produktion und der starken Zunahme der Flugtreibstoffimporte, und bleibt damit auf hohem Niveau: 2022 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 73,3 Prozent (2021: 70,2% und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.

Beim **Öl** ist die Schweiz vollständig von Importen abhängig. Diese Abhängigkeit wird teilweise durch die gute Lagerfähigkeit in umfangreichen inländischen Lagern und die Diversifikation beim Bezug relativiert (vgl. *Kapitel Ölversorgungssicherheit*). Beim **Erdgas** ist die Sicherheit der Versorgung ebenfalls durch eine vollständige Auslandabhängigkeit geprägt. Diese wird relativiert durch die gute Einbindung der Schweiz ins europäische Gasfernleitungsnetz sowie durch den Zugang des Landes zu liquiden Grosshandelsmärkten in den Nachbarstaaten. Zweistoffanlagen und die dazugehörigen Ersatzpflichtlager in Form von Heizöl sowie die Möglichkeit, Gas mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) aus Italien zu importieren, leisten ebenfalls einen Beitrag zur Gewährleistung der Gasversorgung (vgl. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Gas ist grundsätzlich ebenfalls speicherbar, es fehlen aber bislang grosse Gasspeicher im Inland, welche die Versorgung für länger als einige Stunden oder Tage decken können. Im **Strombereich** ist die Schweiz hauptsächlich im Winter auf Importe angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel «Stromversorgungssicherheit» betrachtet (Quellen: BFE, 2023a / BFS/BAFU/ARE, 2023).

## 5.2 Stromversorgungssicherheit

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und die längerfristige Dekarbonisierung des Energiesystems bringen grosse Herausforderungen für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vorgesehen. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023). Seit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der damit verbundenen Befürchtung einer Gasknappheit steht aktuell die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus. Der Bundesrat hat dazu bereits verschiedene Massnahmen erlassen (*siehe auch Kapitel 2 Einleitung*) und das BFE im Sommer 2022 beauftragt, eine Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Winter 2022/23 zu verfassen. Zudem hat die EICom ihre Analysen zur Versorgungssicherheit 2025 aktualisiert.

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

### 5.2.1 System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die Stromnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der

Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy» (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind die verwendeten Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sind folglich keine Vorhersagen, sondern dienen als Indikation darauf, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind.

**Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy (Winter 2022/23):** Aufgrund der angespannten Lage in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine wurde im Auftrag des BFE und in Begleitung von ECom und BWL eine SA-Studie für den Winter 2022/23 durchgeführt. Die Studie kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsempässe jedoch nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für den Winter 2023/24 ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben (*siehe unten*).

Mit den vom Bundesrat eingeleiteten Massnahmen kann der Energieverbrauch in den wahrscheinlichsten Szenarien (*siehe unten*) gedeckt werden. Mit einer Wasserkraftreserve kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines temporären Reservekraftwerks in Birr (AG) und weiterer Reservekraftwerke und Notstromgruppen können die allenfalls fehlende Energie zusätzlich ins System bringen. Die weiteren Massnahmen wie die Erhöhung der Kapazitäten im Übertragungsnetz, der Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen und die temporäre Reduktion der Restwasserabgabe stärken die Winterversorgung zusätzlich. Auch die freiwilligen Verbrauchsreduktionen von Wirtschaft und Gesellschaft im Rahmen der Sparkampagne leisten einen wichtigen Beitrag.

- Das *Referenzszenario* geht davon aus, dass die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im Winter 2022/2023 um 35 Prozent reduziert ist, europaweit aber genügend Gas zur Verstromung zur Verfügung steht. Die Berechnungen zeigen, dass in diesem Szenario ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage zur Verfügung steht. Voraussetzung ist jedoch, dass der marktbasierter Stromhandel in Europa weiterhin funktioniert und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist.
- Im *Gasknappheitsszenario* wird angenommen, dass die Gasverfügbarkeit für die Stromproduktion europaweit um rund 15 Prozent eingeschränkt ist. In den weitaus meisten, nämlich in 87 Prozent der rund 2400 Simulationen für dieses Szenario kommt es in der Schweiz zu keinem Stromversorgungsengpass. In 8% der Simulationen entspricht die fehlende Strommenge mehr als einem Wintertagesverbrauch, der bei rund 170 GWh liegt. In 5 Prozent der Simulationen fehlt im Winter eine Strommenge von über zweieinhalb Wintertagesverbräuchen.
- Im *Kernkraftausfallszenario* fallen im Winter sogar 50 Prozent des nuklearen Kraftwerkparks in Frankreich und zusätzlich die Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau 1 aus. In diesem Szenario kann es in Europa zu regional angespannten Situationen kommen, die sich jedoch nicht auf die Schweiz ausdehnen, dank der zur Verfügung stehenden Wasserkraft und ausreichenden Importkapazitäten aus den übrigen Nachbarzonen.
- Das *Extremsszenario* mit einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit aller Schweizer Kernkraftwerke hätte erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einem solchen, allerdings sehr unwahrscheinlichen Szenario fehlt im Winter im Durchschnitt eine Strommenge von knapp sechs typischen Wintertagesverbräuchen (Quelle: BFE/ECom/BWL, 2022).

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

- Das europäische Stromversorgungssystem wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend von den Wetterbedingungen abhängig. Rein physikalisch und auf Basis der angenommenen Szenarien betrachtet, kann die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen im Jahr 2040 zu einem ungedeckten Stromverbrauch von maximal 250 GWh in der Schweiz führen. Aus der Marktperspektive betrachtet zeigen sich für die Schweiz allerdings keine Probleme, sofern sie gut in das europäische Gesamtsystem integriert ist.
- Ist die Kooperation mit Europa sichergestellt (Stromabkommen oder technische Verträge, welche dazu führen, dass die Austauschkapazitäten auf dem heutigen Niveau gehalten werden können), treten in den Berechnungen aus Marktperspektive auch in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe auf, selbst wenn die Schweizer Kernkraftwerke nicht zur Verfügung stehen.
- Ohne Kooperation mit Europa besteht für die Schweiz das Risiko, dass es ab 2030 bei einzelnen Wetterkonstellationen zu Versorgungsengpässen kommen kann, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen (Stand 2019) für den Ausbau nicht angepasst werden. Die Auswirkungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und des dringlichen Bundesgesetzes über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter sind hier noch nicht berücksichtigt.
- Bei einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Ausbau entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe. Solche drohen nur bei einer sehr starken Elektrifizierung in einzelnen ungünstigen Wetterkonstellationen.
- Treten zusätzlich zu den limitierten Austauschkapazitäten (das heisst im Falle ohne Kooperation) noch grössere Ereignisse in der Schweiz oder den Nachbarländern auf (bspw. ein Ausfall von Kraftwerken) hat dies allerdings erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einer derartigen Situation hilft dann jegliche zusätzliche inländische Energie, wobei insbesondere die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft zentral ist, da die zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System integriert werden kann (Quelle: Universität Basel/ETHZ/Consentec, 2022).

Ergänzend publiziert der Verband ENTSO-E jährlich das sogenannte European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Die Analysen von 2022 zeigen für die Schweiz **mit dem Zeithorizont 2030** keine relevanten Versorgungsengpässe, wobei die Sicherheitsmargen im Vergleich zu früheren Analysen geringer geworden sind. Da Versorgungssicherheit einen regionalen Aspekt hat, bleibt es wichtig, dass die Schweiz gut in das europäische Gesamtsystem integriert bleibt. Der Bericht kommt weiter zum Schluss, dass die Reduktion von Austauschkapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern einen negativen Einfluss auf die Schweiz und auf die umliegenden Länder hat. Um zu verhindern, dass es zu einer Reduktion der Austauschkapazitäten kommt hat Swissgrid einen technischen Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North<sup>25</sup>» abgeschlossen und arbeitet an einem technischen Vertrag mit der

---

<sup>25</sup> Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

Kapazitätsberechnungsregion «CORE<sup>26</sup>». Der ERAA 2023 wird im Dezember 2023 veröffentlicht. (Quelle: ENTSO-E, 2022).

Die ECom hat 2023 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, ihre Analyse zur **Versorgungssicherheit 2025** mit angepassten Szenarien neu zu rechnen. Andererseits hat die ECom ihre Berechnungen zur **Winterproduktionsfähigkeit** bis 2035 mit neuen Prognosen zur Laufzeit der Kernkraftwerke, der Stromnachfrage sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien aktualisiert.

In der SA-Studie für das Jahr 2025 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2021<sup>27</sup> aufgrund der jüngsten Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst (insb. Betrieb von Beznau 1 und 2 über 2025 hinaus).

Im aktualisierten Referenzszenario kommt es in keiner der Simulationen zu Versorgungsproblemen. Auch im evaluierten Stressszenario (mit Gasknappheit und tiefer KKW-Verfügbarkeit) treten in den meisten Simulationen keine Knappheiten auf, sie sind jedoch nicht auszuschliessen. In einem «Worst Case» wäre mit einer fehlenden Strommenge von rund 500 Gigawattstunden (GWh) zu rechnen. Wird der in der Simulation relativ hoch angenommene internationale Redispatch (Kraftwerkseingriffe zur Netzstabilisierung) auf die Hälfte reduziert, sinkt die fehlende Strommenge auf 113 GWh.

Für den längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035 hat die ECom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktualisiert. Der Fokus liegt dabei auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und damit die Importmöglichkeiten ausgeklammert werden. Die Analyse liefert damit vereinfachende Messgrössen für die längerfristige Resilienz der Schweizer Versorgung. In der Analyse werden zwei Kennzahlen erhoben. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier der ECom – der Importbedarf der Schweiz im Winterhalbjahr als Kenngrösse. Andererseits werden ergänzend die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters, wenn die Saisonspeicher bereits zu grossen Teilen geleert sind, selber versorgen könnte, wenn Importe aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär ausfallen würden.

Dabei definiert die ECom Szenarien aufgrund verschiedener Prognosen anerkannter Institute sowie politischer Ziele. Als Richtgrössen für eine minimale Resilienz werden die vom Parlament definierten Winterimportgrenzen (5000 GWh bzw. 20 Prozent des durchschnittlichen Stromverbrauchs im Winterhalbjahr) bzw. mindestens 22 Tage Eigenversorgungsfähigkeit (ungefährer aktueller Wert) unterstellt. Beide Kennzahlen illustrieren die sehr grosse Ungewissheit über die Entwicklung der Versorgungsresilienz: Um die Richtgrössen (bei unterstellter KKW-Laufzeit von 60 Jahren) einzuhalten, wären je nach unterstelltem Szenario zwischen 0 und 1400 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 2100 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die ECom eine thermische Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 400 Megawatt (MW) für das Jahr 2025 und 700 bis 1400 MW ab 2030. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können. Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Corneaux 1 (NE), 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen, ca. 110 MW Leistung. Ende Juli 2023 hat das BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 gestartet. Das Volumen der Ausschreibung liegt bei 400 MW. (Quellen: Swissgrid, 2023a / Ecom, 2023e)

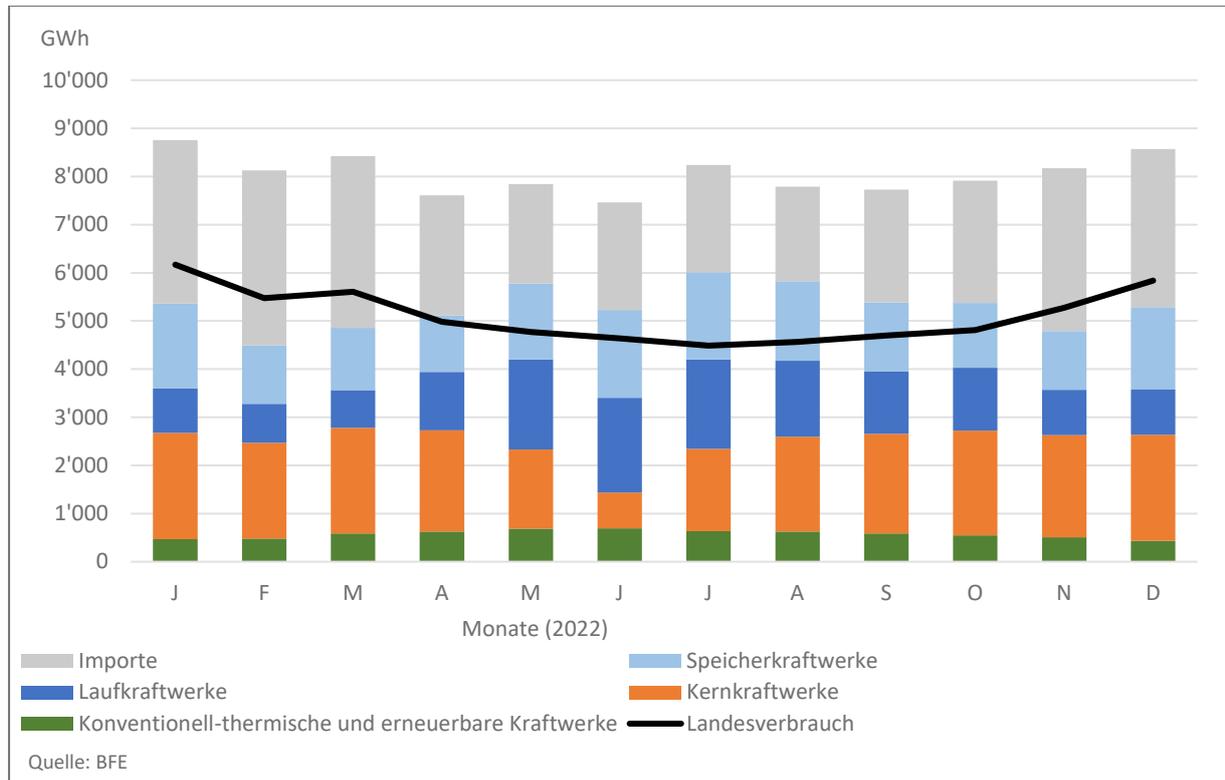
---

<sup>26</sup> Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien

<sup>27</sup> Frontier Economics (2021): Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.

## 5.2.2 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 2022 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.



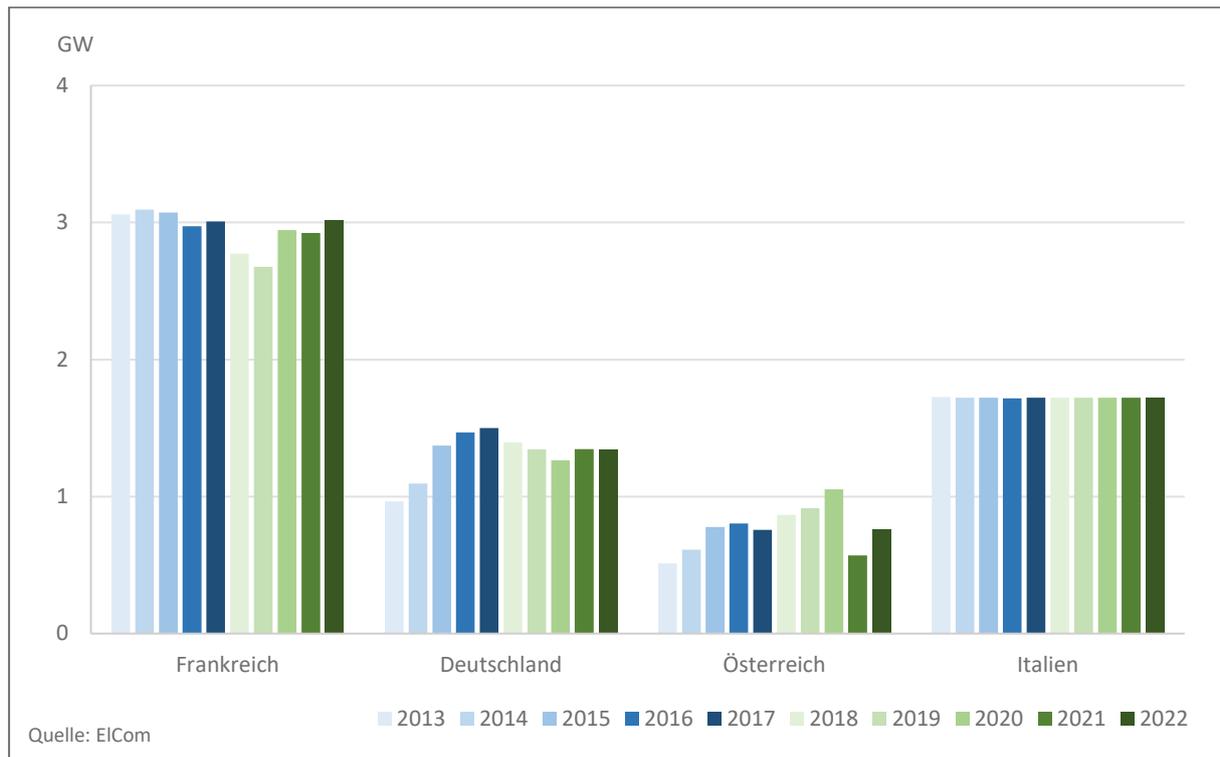
**Abbildung 25:** Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2022

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 25*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten teilweise nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2022 fiel insbesondere die Produktion der Wasserkraftwerke aufgrund des schneearmen Winters 2021/22 und geringer Niederschläge im Frühling sehr tief aus. Dies führte dazu, dass der Landesverbrauch in den Frühlingmonaten März und April nicht resp. nur knapp durch inländische Produktion gedeckt werden konnte (Quellen: BFE, 2023c).

Wichtige Kennzahlen zur aktuellen Versorgungslage finden sich auf dem Energie-Dashboard des BFE unter: [www.energiesdashboard.admin.ch](http://www.energiesdashboard.admin.ch).

### 5.2.3 Importkapazität

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

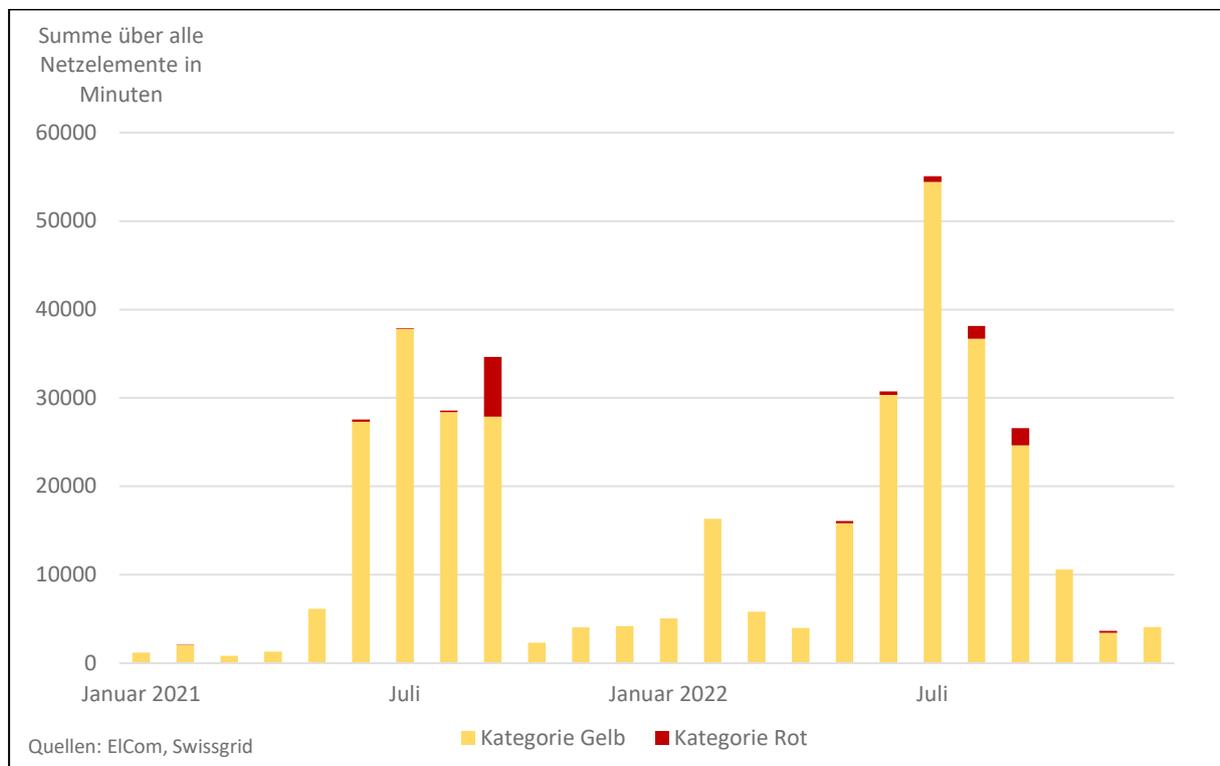


**Abbildung 26:** Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

*Abbildung 26* zeigt die jährlichen Durchschnittswerte der stündlichen Importkapazität (NTC) an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Am so genannten Norddach (Österreich, Deutschland, Frankreich) erhöhte sich 2022 die Importkapazität aus Frankreich leicht, aus Deutschland ging sie leicht zurück, was aber durch die Zunahme der Importkapazität aus Österreich, deren Grosshandelsmarkt seit Oktober 2018 vom deutschen Markt entkoppelt wurde, kompensiert werden konnte. In der Summe nahm die Importkapazität am Norddach im Vergleich zu 2021 leicht zu. Umgekehrt blieb die Importkapazität aus Italien im Durchschnitt relativ stabil. Bisher gilt diese in Normalsituationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz noch als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit der zunehmenden Volatilität der Märkte und dem Kernkraft- und Kohleausstieg in Deutschland wird künftig aber auch der Import aus Italien wichtiger; dies gilt auch bezüglich der Abschaltung des französischen Kernkraftwerks Fessenheim im 2020 und des Kernkraftwerks Mühleberg Ende 2019 in der Schweiz (Quelle: ElCom, 2023a).

## 5.2.4 Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Betrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des N-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die hypothetische Netzbelastung bei einem Ausfall eines kritischen Netzelements berechnet wird. Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 Minuten wiederholt. Überschreitet nun ein Netzelement den Grenzwert für eine bestimmte Dauer, wird dieser Fall entweder der Kategorie «Rot» oder «Gelb» zugeordnet. Für die Kategorie «Rot» muss das Netzelement während mehr als 30 Minuten über 120 Prozent belastet sein. Für die Kategorie «Gelb» muss das Netzelement entweder während mindestens 30 Minuten zwischen 100 und 120 Prozent oder während 15 bis 30 Minuten über 120 Prozent belastet sein. *Abbildung 27* zeigt die aufsummierten Minuten über alle Netzelemente in der jeweiligen Kategorie.



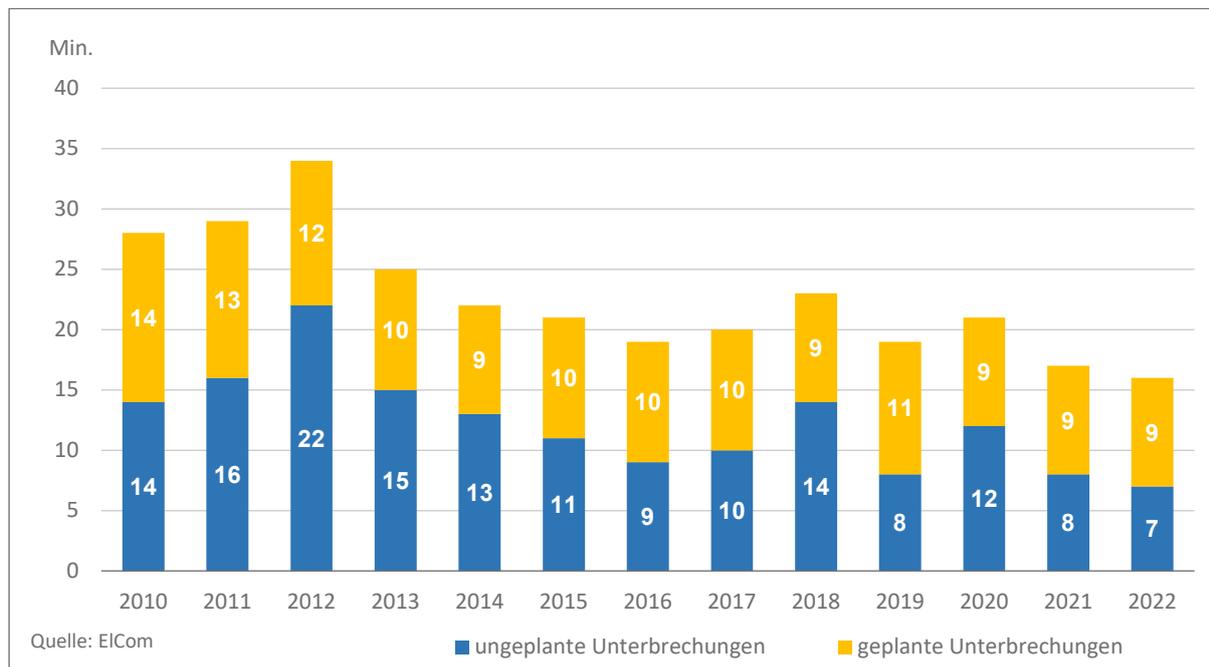
**Abbildung 27:** Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Im Vergleich zum letzten Monitoringbericht aus dem Jahre 2021 wurde die Systematik zur Erfassung der Netzbelastung angepasst. Ein grafischer Vergleich der beiden Methodiken wäre nicht aussagekräftig, deshalb startet dieser Bericht mit einer neuen Zeitreihe.

Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über jenen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes. Die vielen Überschreitung des Grenzwerts im September 2021 sind auf hohe Lastflüsse Richtung Italien zurückzuführen. Diese konnten mit internationalen Redispatchmassnahmen behoben werden.

## 5.2.5 Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit

Die EICom 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 dauern. Zur Analyse dient der international übliche Indikator «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI). Er gibt die durchschnittliche Zeitdauer an, in der ein Endverbraucher wegen eines Versorgungsunterbruchs pro Jahr ohne Strom war. Unterschieden wird zwischen geplanten (z.B. Unterbrechungen zum Unterhalt der Anlagen, welche der Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher ankündigt) und ungeplanten Unterbrechungen, beispielsweise aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen, Fremdeinwirkungen oder höherer Gewalt. Bei der Betrachtung der Versorgungsqualität liegt der Fokus auf den ungeplanten Unterbrechungen.



**Abbildung 28:** Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2022 in der Schweiz gesamthaft 16 Minuten, wie *Abbildung 28* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine Abnahme um 1 Minute. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war gleich wie im Vorjahr und ergab einen Wert von neun Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer wegen ungeplanter Unterbrechungen erreichte mit sieben Minuten nach wie vor einen guten Wert. Im Vorjahr war er um eine Minute höher. In der Langzeitbetrachtung zeigt sich über die vergangenen dreizehn Jahre eine positive Entwicklung des SAIDI-Wertes in der Schweiz. Die Verbesserung des SAIDI-Wertes in den Jahren 2014, 2015 und 2016 gegenüber den Vorjahren (2010–2013) ist hauptsächlich auf die Abnahme von Unterbrechungen aufgrund von Naturereignissen und betrieblichen Ursachen zurückzuführen. Im Jahr 2018 sind die ungeplanten Unterbrechungsminuten wieder etwas angestiegen. Dies ist vor allem dem Sturmtief Burglind im Januar 2018 zuzurechnen. 2019 gab es deutlich weniger ungeplante Unterbrechungen. 2020 wird als durchschnittliches Jahr in die Statistik der Stromversorgungsqualität eingehen. Seit 2020 nehmen die Unterbrechungen wieder etwas ab. Nach Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren (Council of European Energy Regulators, CEER) gehört die Schweiz zu den Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa<sup>28</sup> (Quellen: EICom 2023a+2023f).

<sup>28</sup> vgl. «7<sup>th</sup> CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2022»

## 5.3 Gasversorgungssicherheit

Die Unsicherheiten auf den Gasmärkten infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine sind in den beiden folgenden Indikatoren nicht sichtbar und werden an anderer Stelle des Monitoringberichts diskutiert (s. insbesondere die Kapitel 6 Ausgaben und Preise, 9 Internationales Umfeld sowie 2 Einleitung). Der Bundesrat hat im Mai 2023 die Voraussetzungen für die wirtschaftliche Landesversorgung geschaffen, ein Gas-Monitoring aufzubauen und zu betreiben. Dieses wird es erlauben, die kurzfristige Versorgungslage im Auge zu behalten und im Falle einer möglichen Gasmangellage rascher zu intervenieren (Bundesrat 2023I). Trotzdem bleiben die Indikatoren «Zweistoffanlagen» und «Infrastrukturstandard» wichtig und aussagekräftig, um die Gasversorgungssicherheit in der Schweiz zu monitorieren.

Die Schweiz ist gut ins europäische Gasfernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die hiesige Gasversorgungssicherheit zentral. Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat der Bundesrat verschiedene Massnahmen ergriffen, um die kurzfristige Gasversorgungssicherheit zu gewährleisten (s. Kasten in Kapitel 2). Bereits 2009, nach der russisch-ukrainischen Gaskrise, hat die EU ihr Gas-Krisenmanagement verstärkt. Unter anderem setzte sie dazu eine «Koordinierungsgruppe Erdgas» (Gas Coordination Group, GCG) ein, an der die Schweiz bis 2020 teilnahm. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung verpflichtete die EU-Mitgliedsstaaten, eine Risikobewertung ihrer Erdgasversorgung vorzunehmen sowie Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Um ihre Versorgungssicherheit weiter zu verbessern und mit der GCG zusammenzuarbeiten, hat das BFE zwei Berichte in Anlehnung an die EU-Vorgaben erstellt. Aufbauend auf der «Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz» wurden Präventions- und Notfallpläne für Erdgas erarbeitet (BFE, 2014+2016)<sup>29</sup>. Auf Basis dieser Grundlagen beobachtet das Monitoring im Gasbereich ausgewählte Indikatoren.

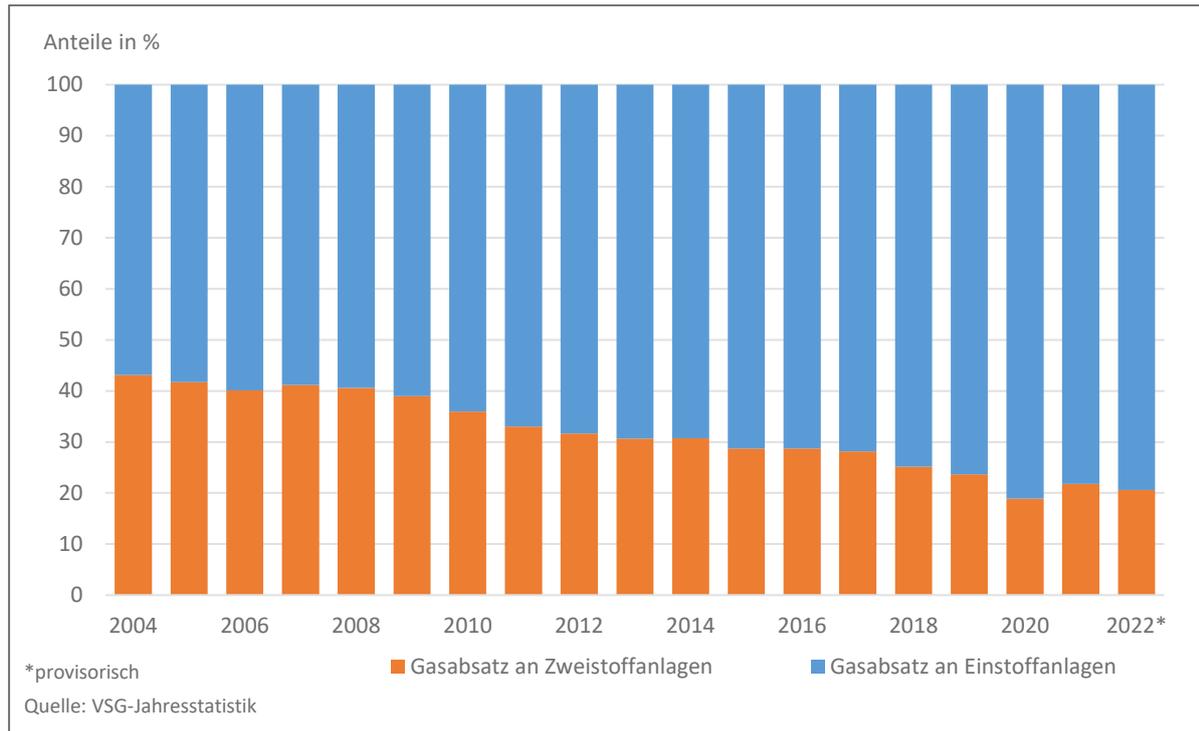
### 5.3.1 Zweistoffanlagen

Umschaltbare Endkunden verfügen über Zweistoffanlagen, die es ermöglichen, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (i.d.R. Heizöl extraleicht) umzustellen, hauptsächlich im industriellen Bereich. Da die Schweiz weder über eine eigene Erdgasproduktion noch über grosse Speicher verfügt, stellen die Zweistoffanlagen ein Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar<sup>30</sup>. Bei Bedarf kann der Gaskonsum von grossen Verbrauchern auf Heizöl umgestellt werden, um die Gasversorgung der übrigen Verbraucher weiter zu gewährleisten. Für Zweistoffanlagen werden in der Schweiz Erdgasersatz-Pflichtlager in Form von Heizöl (s. Kasten S. 63) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten; dies für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.

---

<sup>29</sup> Die Verordnung wurde Ende 2017 revidiert (Verordnung (EU) Nr. 2017/1938). Die Revision beinhaltet hauptsächlich eine intensivere Kooperation zwischen EU-Mitgliedsländern, wobei Drittländer kaum mitberücksichtigt werden. Die Schweiz hat ihre Risikobewertung und die Pläne deshalb vorerst nicht aktualisiert, verfolgt aber kontinuierlich die Aktivitäten in diesem Bereich.

<sup>30</sup> Umschaltbare Anlagen dienen auch der Erhöhung der Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung und ermöglichen Kostenoptimierungen. Zusätzlich werden solche Anlagen zur Optimierung der Netzstabilität genutzt.



**Abbildung 29:** Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Derzeit können rund 20 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz dank Zweistoffanlagen kurzfristig durch Heizöl substituiert werden. Dieser Anteil geht indes bei tieferen Temperaturen zurück, falls Erdgaskunden mit Zweistoffanlagen zu diesem Zeitpunkt bereits gemäss vertraglicher Vereinbarung oder freiwillig aufgrund der Preisentwicklungen von Erdgas auf Heizöl umgeschaltet wurden. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich hoch. Er hat bis 2019 aber stetig abgenommen, wie *Abbildung 29* zeigt. Im Jahr 2020 ist der Rückgang besonders ausgeprägt, da die Produktion in der Industrie (wo sich die meisten Zweistoffanlagen befinden) infolge der Pandemie abgenommen hat. Im Jahr 2021 stieg der Anteil aufgrund der Wiederaufnahme der Geschäftstätigkeit in den Unternehmen wieder leicht an. Der leichte Rückgang im Jahr 2022 könnte darauf zurückzuführen sein, dass die freiwillige Umstellung auf Heizöl bei Zweistoffkunden aufgrund des Preisunterschiedes zwischen Erdgas und Heizöl den Gasabsatz stärker beeinflusste als andere Einflussfaktoren (bspw. Energiespar-kampagne, milde Witterung). Tatsächlich haben die durch den russischen Angriff in der Ukraine verursachten hohen Preise sowie die Empfehlung des Bundesrates, den Brennstoff zu wechseln, einige Kunden dazu veranlasst, auf Heizöl umzusteigen. Damit die Versorgungssicherheit auch unter den geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche weitere Massnahmen (Quellen: VSG, 2022 / Bundesrat 2022d).

### 5.3.2 Infrastrukturstandard

Anhand des Infrastrukturstandards wird beurteilt, inwieweit das Gasversorgungssystem in der Lage ist, an einem Tag mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (kalter Wintertag) – wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt – die gesamtschweizerische Nachfrage auch beim Ausfall des grössten Einspeisepunktes zu decken (N-1-Betrachtung). Diese Beurteilung lässt keine Einschätzung der jeweils aktuellen Gasversorgungslage zu. Die Schweiz berechnet diesen Standard gemäss der entsprechenden EU-Verordnung, eine Analyse wurde erstmals im Jahr 2014 publiziert (BFE, 2014)<sup>31</sup>. In diesem berechneten Gebiet sind die Zonen, die nicht oder kaum ans restliche Schweizer Erdgasnetz angebunden sind (wie das Tessin), nicht enthalten. Bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards wird allein

<sup>31</sup> Da inzwischen die Komponenten der N-1-Formel revidiert wurden, weichen die im vorliegenden Monitoring-Bericht dargestellten Werte für 2011/12 und 2012/13 leicht von jenen im Risikobewertungsbericht von 2014 ab.

die technische Einspeisekapazität berechnet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das eingespeiste Gas aufgrund der abgeschlossenen Lieferverträge effektiv bestimmt ist. Selbst wenn die technischen Kapazitäten vorhanden sind, ist es möglich, dass die kommerziell gebuchten Kapazitäten knapp werden für die Versorgung der Schweiz. Ein grosser Teil der in der Schweiz auf der Transitgasleitung abgewickelten Gastransporte sind nicht für den inländischen Markt bestimmt und auch auf anderen Transportleitungen wird teilweise Gas transportiert, welches für das Ausland bestimmt ist. Der Indikator wird in der Regel alle zwei Jahre aktualisiert.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) <sup>32</sup>	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	235% (128%)	327% (178%)
2018/19 2019/20	244%	329%
2020/21 2021/22	257%	345%

**Abbildung 30:** Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)

Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 30* zeigt, war dies für die fünf betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies sowohl für die «maximale» Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) als auch für die «maximale» Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die drei darauffolgenden berechneten Perioden liegen die N-1-Werte deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griesspass aus Italien zu transportieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben<sup>33</sup>. Berücksichtigt wurde in den jüngsten Berechnungen zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene transeuropäische Erdgasleitung TENP I und demzufolge die Reduktion um etwa 50 Prozent der Exit-Kapazitäten (von Deutschland in die Schweiz) in Wallbach (AG) an der Grenze zu Deutschland, da in Wallbach die deutschen Ausspeisekapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisekapazitäten sind. Der Unterschied zwischen den drei letzten Perioden kann durch eine leichte Erhöhung der Speicher- und Einspeisekapazitäten erklärt werden (Quellen: Swissgas und VSG, 2022 / Berechnungen BFE).

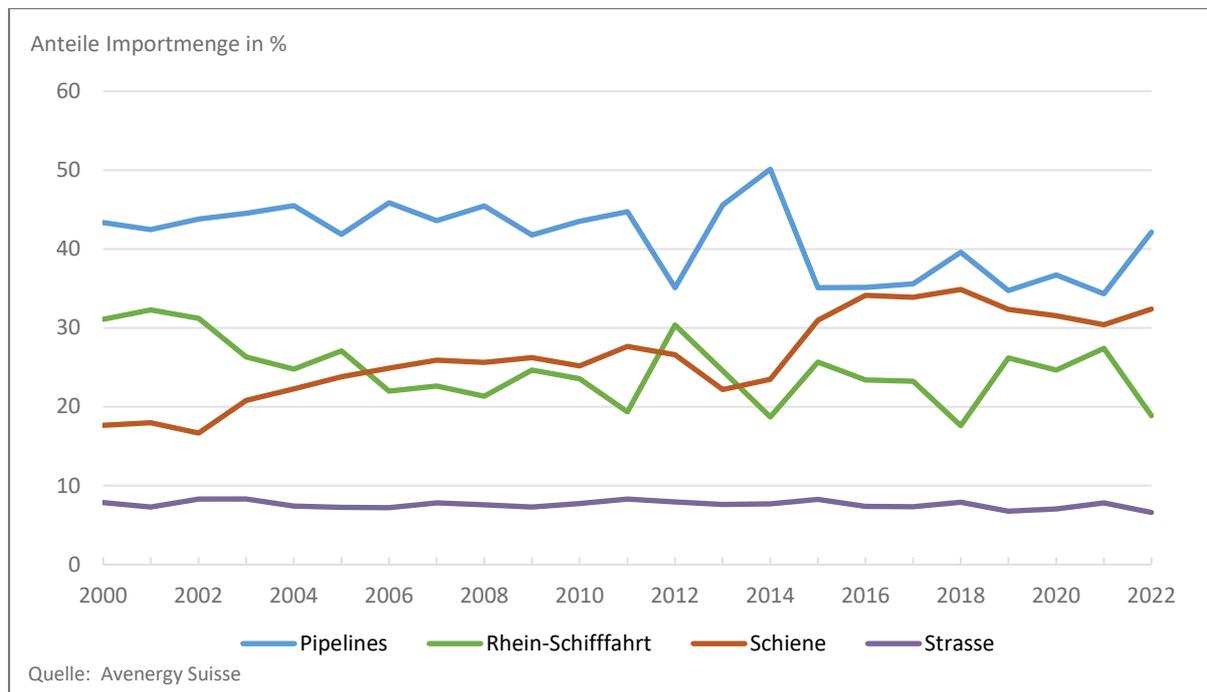
<sup>32</sup> Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

<sup>33</sup> Mit Reverse-Flow ist der Griesspass der grösste Einspeisepunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden ist es Wallbach.

## 5.4 Ölversorgungssicherheit

### 5.4.1 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 Pipelineanschlüssen<sup>34</sup>. 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 31:** Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

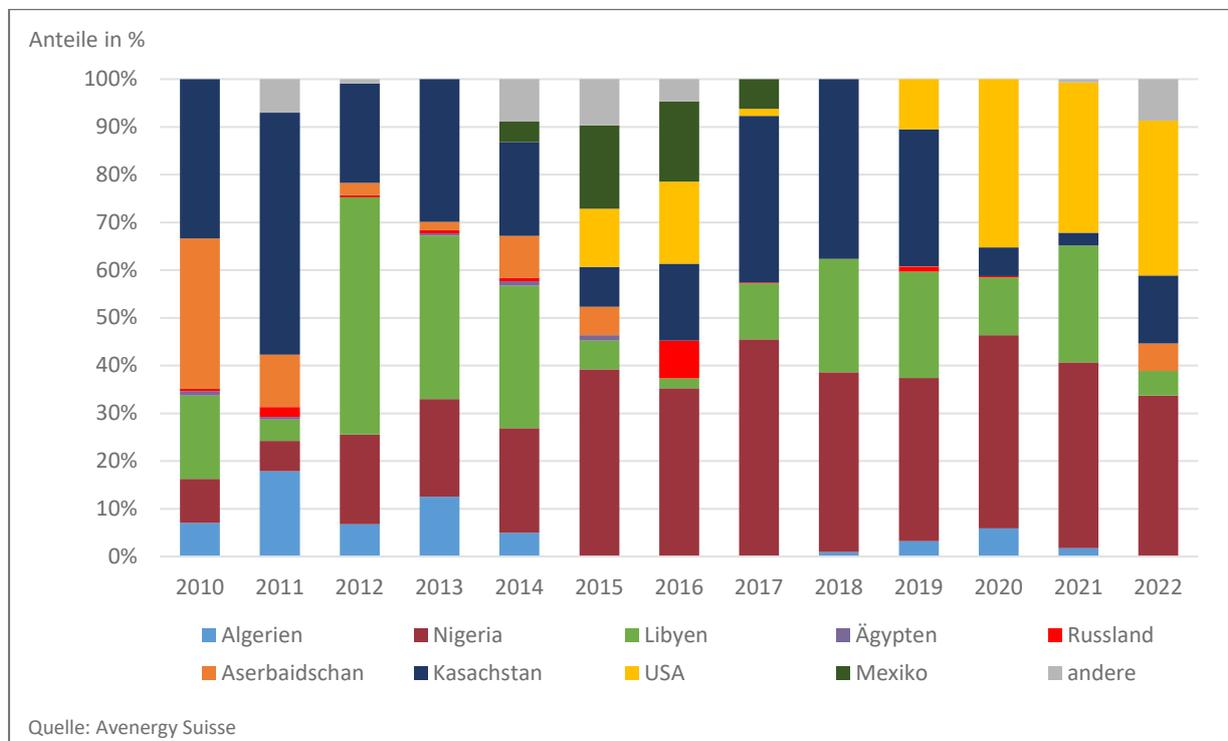
Abbildung 31 zeigt, dass der Anteil der verschiedenen Transportmittel bei der Einfuhr von Erdöl (Rohöl und Produkte) zwischen 2003 und 2010 relativ stabil war. 2011 ging der Transport auf dem Rhein dagegen gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent zurück. Grund dafür waren eine einmonatige Sperrung des Flusses im Januar infolge eines Schiffsunfalls sowie extrem tiefe Wasserstände im Mai und November. 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. 2015 sanken die Rohöleinfuhren über die Pipelines deutlich: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey Mitte März 2015 führte zu einem Importanstieg bei den Fertigprodukten, welche vermehrt auf die Bahn und die Rheinschifffahrt entfielen. Im Herbst 2018 beeinträchtigte das historische Niedrigwasser infolge der anhaltenden Trockenheit die Importe über den Rhein stark. Der Bund erlaubte deshalb temporäre Pflichtlagerbezüge für Diesel, Benzin und Flugpetrol, um diese Versorgungsstörung zu überbrücken. Ab 2019 normalisierte sich die Situation auf dem Rhein wieder und der Einsatz der Transportmittel blieb bis 2021 stabil. Im Jahr 2022 beeinträchtigten erneut historische Niedrigwasser die Importe über den Rhein. Bereits der Winter 2021/2022 war sehr mild und trocken, brachte nur wenig Schnee in den Alpen und entsprechend geringe Schmelzwassermengen. Zudem führte der russische Angriff auf die Ukraine zu grossen Unsicherheiten

<sup>34</sup> Oléoduc du Jura Neuchâtelois OJNSA (NE), Produktpipeline SAPPRO (GE; Marseille-Genf/Vernier).

und Preisanstiegen, wodurch Importe im ersten Halbjahr zurückhaltend getätigt wurden. Der Frühling und insbesondere der Sommer brachten unterdurchschnittliche Regenmengen und hohe Temperaturen mit sich, was Mitte August im Rhein zu einem extrem tiefen Wasserstand führte. Die Rohölimporte über den Rhein nahmen darum gegenüber 2021 um knapp einen Drittel ab. Im Gegenzug stiegen die Importe über die Pipelines und die Strasse, womit die fehlenden Mengen über den Rhein aber nur teilweise kompensiert werden konnten. Die logistischen Probleme beim Transport von Mineralölprodukten in die Schweiz wurden verstärkt durch Schwierigkeiten beim grenzüberschreitenden Bahnverkehr und Streiks in Frankreich. Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) ermöglichte daher im Sommer und Herbst 2022 Pflichtlagerbezüge (temporäre Bedarfsdeckungsunterschreitungen). Ende 2022 wurden Pflichtlagerbezüge bewilligt, um fehlende Flugpetrolmengen zu kompensieren. Die Versorgungslage mit Mineralölprodukten normalisierte sich im Herbst 2023 wieder, worauf das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung per 15. Oktober die Schliessung der Pflichtlager für Mineralölprodukte bekanntgab. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2022 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 42,1 Prozent, Schiene 32,4 Prozent, Rheinschifffahrt 18,9 Prozent und Strasse rund 6,6 Prozent (Luft: vernachlässigbar). Die Transportmittel sind damit breit diversifiziert und teilweise substituierbar, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Mit den umfangreichen Pflichtlagern (s. *Kasten S. 63*) besteht hierzulande bei einer Versorgungsstörung zudem die Möglichkeit, den Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte während mind. 3 (Flugpetrol) bzw. 4,5 Monaten (Heizöl, Benzin, Diesel) vollständig zu decken (Quellen: Avenenergy Suisse, 2023 / BWL, 2023a+b+c+d).

#### 5.4.2 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 auf<sup>35</sup>.

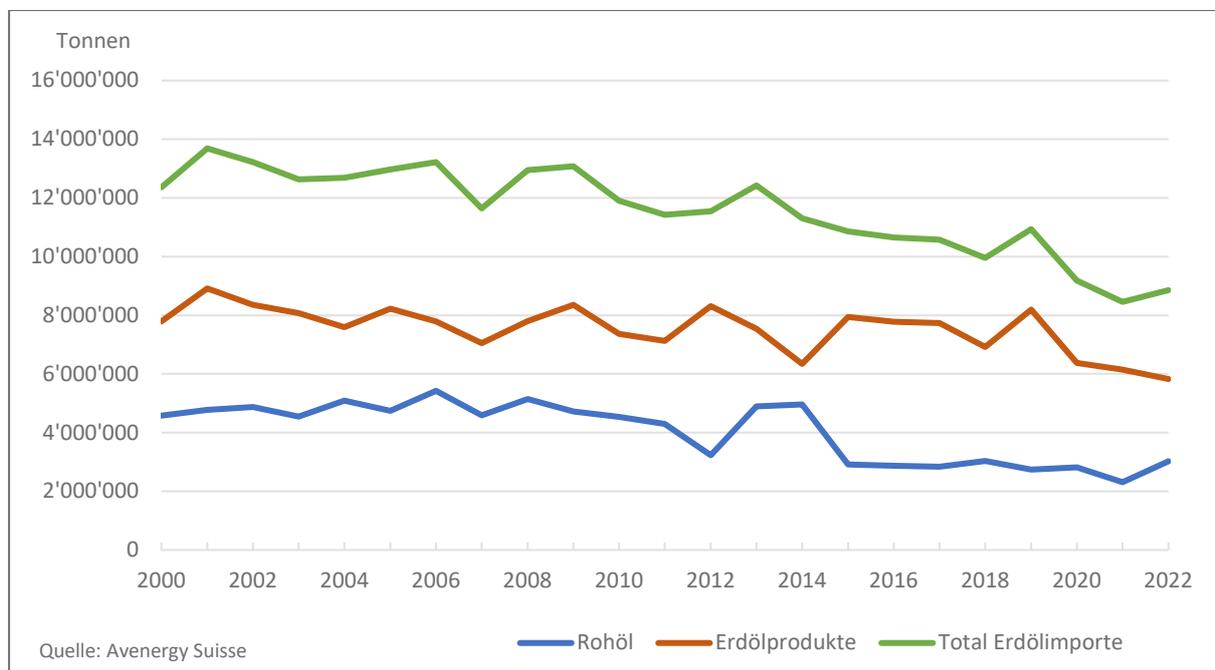


**Abbildung 32:** Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

<sup>35</sup> 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.

2022 waren Nigeria und die USA die Hauptlieferanten von Rohöl, gefolgt von Kasachstan, Aserbaidschan und Libyen. Damit verteilten sich die Rohölimporte in diesem Jahr hauptsächlich auf fünf Herkunftsländer. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio (vgl. *Abbildung 32*) schwankten in den letzten Jahren stark: Ab 2009 sind beispielsweise die Importe aus Libyen infolge diplomatischer Unstimmigkeiten und politischer Unruhen eingebrochen, ersetzt wurden diese insbesondere durch Importe aus Kasachstan, Aserbaidschan und Algerien. 2012 bis 2014 war Libyen wieder Hauptrohöl-Lieferant der Schweiz. Seit 2015 ist Nigeria an diese Stelle getreten, die Einfuhren aus Libyen brachen erneut ein, haben sich 2017 indes etwas erholt und trugen 2018, 2019 und 2021 jeweils den drittgrössten Anteil am gesamten Rohölimport bei. 2015, 2016 und seit 2019 importierte die Schweiz zudem einen namhaften Anteil Rohöl aus den USA. Russisches Erdöl spielte seit 2010 keine grosse Rolle in der Schweizer Versorgung. Die grossen Veränderungen bei den Schweizer Rohölimporten zeigen, wie versorgungsflexibel der Erdölmarkt ist (Quelle: Avenergy Suisse, 2023).

### 5.4.3 Importe von Rohöl und Erdölprodukten



**Abbildung 33:** Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 33* zeigt, sind seit 2000 die Erdölimporte insgesamt tendenziell gesunken (grüne Kurve), 2018 erstmals seit 1970 knapp unter die Schwelle von 10 Mio. Tonnen. Damit bestätigt sich ein längerfristiger Trend. Mögliche Gründe für diesen Rückgang sind Substitutionseffekte (z.B. von Heizöl zu Gas resp. Wärmepumpen), Energieeffizienzmassnahmen, der zunehmende Verbrauch biogener Treibstoffe, die Abnahme der Heizgradtage, der technologische Fortschritt sowie politische Massnahmen (Energieetikette für Personenwagen, CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). 2019 stiegen die Importe gegenüber dem Vorjahr an, weil die im Herbst 2018 aufgrund der beeinträchtigten Importe durch das historische Niedrigwasser freigegebenen Pflichtlager wieder ausgeglichen werden mussten, was vor allem beim Diesel der Fall war. Auch Heizölimporte nahmen zu. 2020 gingen die Importe von Erdölprodukten insbesondere aufgrund der Covid-19-Pandemie und der dadurch geringeren Nachfrage um über 22 Prozent zurück. 2021 setzte sich dieser Trend fort. Trotz kälterer Witterung sanken die Importe von Rohöl und Erdölprodukten um 8 Prozent. 2022 stiegen die Rohölimporte gegenüber dem Vorjahr um knapp ein Drittel an, während die Importe von Erdölprodukten weiter sanken. Aufgrund der sehr warmen Witterung nahmen die Heizölimporte weiter ab. Hingegen ist eine deutliche Erholung des Flugsektors im vergangenen Jahr auszumachen: die Importe von Flugpetrol stiegen um 70 Prozent gegenüber 2021, der Absatz erhöhte sich gar um 76 Prozent. Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch

(Anteil am Endverbrauch rund 45 Prozent, *vgl. Abbildung 22*). Auch hier ist die Versorgungssicherheit trotz Abhängigkeit vom Ausland gewährleistet, da die Schweiz in einen gut funktionierenden, globalen Markt eingebunden ist, welcher in der Regel kurzfristige Schwankungen ausgleichen kann. Eigene Raffinerien sind zwar grundsätzlich ein Vorteil für die Schweiz, eine allfällige Schliessung würde die Versorgung des Landes mit fossilen Brenn- und Treibstoffen jedoch nicht gefährden, da ein ausschliesslicher Import von Ölfertigprodukten (2022 stammten 99,6 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Es müsste allerdings eine Zusatzmenge von Mineralölprodukten über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschifffahrt, Bahn, Strasse, Produktpipeline SAPPRO) importiert werden (*vgl. Kapitel 5.4.1*). Bei einem Ausfall der zurzeit einzigen sich in Betrieb befindlichen Schweizer Raffinerie in Cressier erwartet auch das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere, wenn gleichzeitig die Produktpipeline SAPPRO und/oder die Rheinschifffahrt von Versorgungsproblemen betroffen sein sollten. Im Notfall könnte jedoch vorübergehend auf die umfangreichen Pflichtlager der Schweiz zurückgegriffen werden, um einen allfälligen Mangel an Mineralölprodukten während mehrerer Monate zu kompensieren (*s. Kasten*) (Quellen: Avenenergy Suisse, 2023 / BWL, 2023d).

#### **Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten**

Mineralöl-Pflichtlager dienen dazu, bei einer Beeinträchtigung der Versorgung der Schweiz das Land dennoch mit diesen Energieträgern unterbruchsfrei 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-, Informations- und Kommunikationstechnologien-Netze bis hin zu Beeinträchtigungen von Verkehrswegen oder der Rheinschifffahrt infolge Hoch- oder Niedrigwasser oder defekter Schleusen. Allerdings braucht es erfahrungsgemäss eine Kombination von Schadensereignissen in der Logistik- bzw. IKT-Infrastruktur, um eine schwere Mangellage in der Schweiz zu verursachen. Bei den Mineralölprodukten besteht die Herausforderung bezüglich Versorgung darin, sie in ausreichenden Mengen sicher einzuführen und in der Schweiz zu verteilen. Die Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten spielt deshalb eine wichtige Rolle zur Überbrückung von länger andauernden Importausfällen (Wochen bis Monate). Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung<sup>36</sup> ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

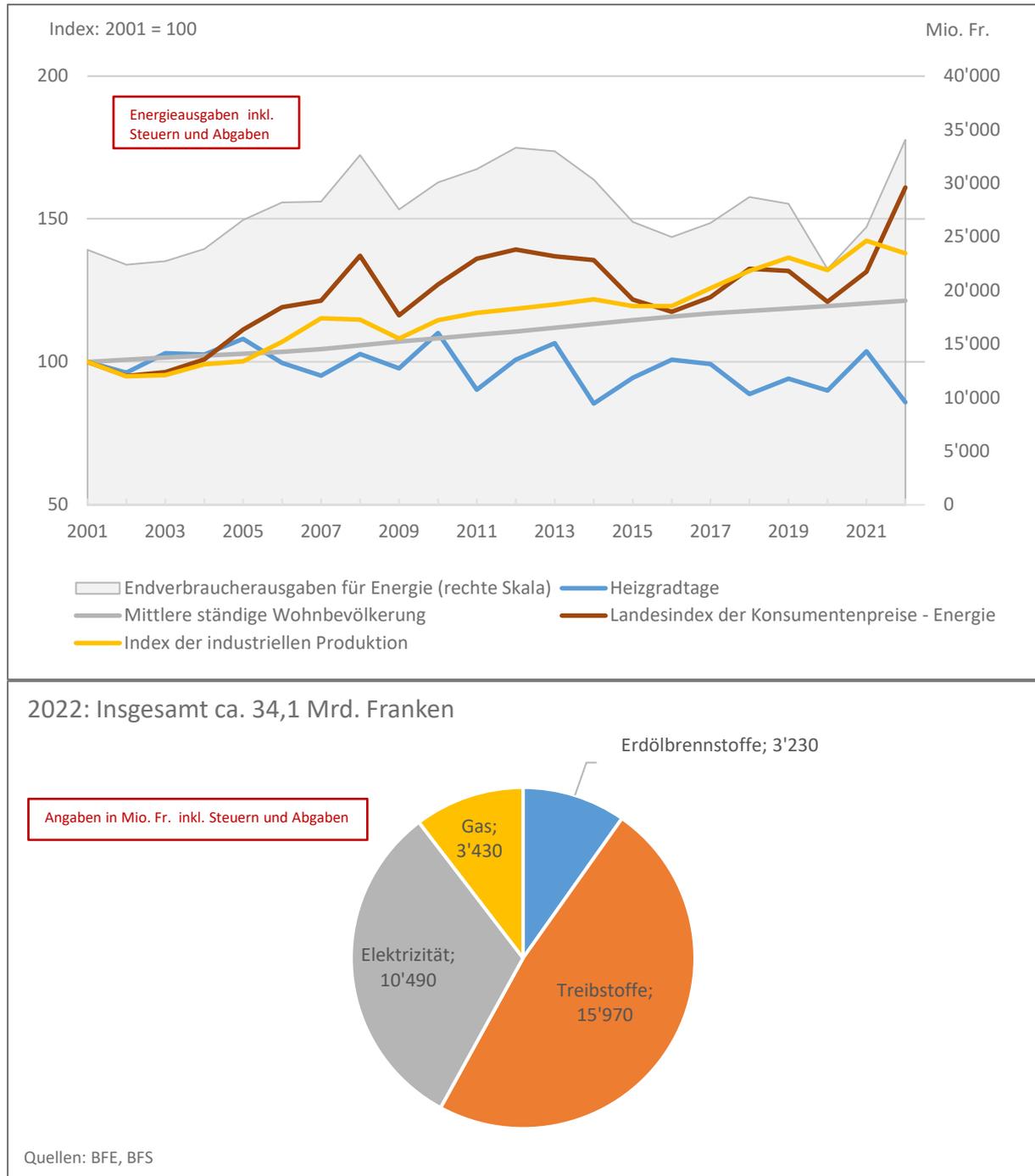
<sup>36</sup> Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für mindestens 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meeresanstoss verfügt: Autobenzin: 4,5 Monate, Flugpetrol: 3 Monate, Dieselöl: 4,5 Monate, Heizöle: 4,5 Monate, Erdgasersatzpflichtlager für Zweistoffanlagen (Heizöl EL): 4,5 Monate.

## 6 Themenfeld Ausgaben und Preise

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucher Ausgaben für Energie, bei den Energiepreisen sowie bei den einzelnen Preiskomponenten. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die Entwicklung bis Ende 2022 ab. Das Jahr 2022 hinterliess, aufgrund der starken Zunahme der Energiehandelspreise in Europa infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine, deutliche Spuren sowohl bei den Endkundenpreisen als auch bei den Ausgaben für Energie. Dies zeigte sich insbesondere beim Öl und beim Gas. Einige Kosten- und Preissteigerungen, welche den zusätzlichen Ausgaben zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geschuldet sind, werden aufgrund der verzögerten Weitergabe der Kosten an die Endkundinnen und Endkunden erst in den folgenden Jahren in die Endverbraucherpreise einfließen – dies dürfte vor allem den Strombereich betreffen.

### 6.1 Endverbraucherausgaben für Energie

Die Endverbraucherausgaben für Energie erfassen alle Ausgaben der Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme. Sie berechnen sich aus der jährlich in der Schweiz abgesetzten Energiemenge (inkl. Treibstoff, der in der Schweiz an ausländische Konsumenten verkauft wird) und den entsprechenden Verkaufspreisen. Darin enthalten sind die Ausgaben für die Energie, den Transport und sämtliche Steuern und Abgaben (z.B. CO<sub>2</sub>-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 34:** Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2022 rund 34,1 Mrd. Franken betragen. Nachdem der Wert noch im Jahr 2020 mit 22 Mrd. Franken ein Tief erreicht hatte, stiegen die Ausgaben in den Jahren 2021 (rund 25,9 Mrd. Franken) und v.a. im Jahr 2022 stark an. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Preise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindexes der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, um 22 Prozent innerhalb eines Jahres. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg bei den Ausgaben für die überwiegend fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas)<sup>37</sup> – auf diese drei Energieträger entfielen mit

<sup>37</sup> Im Jahr 2022 waren 3,4% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Medienmitteilung BAFU vom 11. Juli 2023); der Anteil des eingespeisten inländischen Biogases am gesamten Gasverbrauch betrug 2022 1,3% (Medienmitteilung BFE vom 22. Juni 2023).

22,6 Mrd. Franken rund zwei Drittel der Gesamtausgaben für Energie. Für Strom wurden rund 10,5 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf feste Brennstoffe sowie Fernwärme (570 Mio. Franken)<sup>38</sup>. Zwischen 2001 und 2021 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,4 Prozent pro Jahr. Im ausserordentlichen Jahr 2022 wurden dann 31 Prozent oder 8,1 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben als im Vorjahr, womit die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2022 auf 1,6 Prozent anstieg. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,5 Prozent), die Bevölkerung (jährlich 0,9 Prozent) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 2,2 Prozent) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherenausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherenausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. Aufgrund der Covid-19-Pandemie wurde im Jahr 2020 weniger Energie verbraucht, insbesondere Treibstoff, was zusammen mit tiefen Preisen zu ausserordentlich tiefen Ausgaben für Energie führte. 2021 nahmen die verbrauchten Mengen und Ausgaben wieder zu und das Jahr 2022 war von den stark steigenden Preisen und den damit verbundenen hohen Ausgaben gekennzeichnet – dies obwohl die verbrauchten Mengen bei den Energieträgern zu Heizzwecken (v.a. Gas und Heizöl) und beim Strom u.a. aufgrund der milden Witterung (tiefe Anzahl Heizgradtage) zurückgingen. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherenausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 12: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2023a / BFS, 2023a).

## 6.2 Energiepreise

Das Monitoring der Energieendkundenpreise liefert Hinweise über die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und die Attraktivität des Schweizer Wirtschaftsstandorts. Die Wettbewerbsposition von Schweizer Unternehmen hängt – neben zahlreichen anderen Faktoren – auch von den heimischen Energiepreisen im Vergleich zum Ausland ab. Internationale Preisvergleiche sind jedoch mit gewissen Schwierigkeiten verbunden, da sie auf nicht einheitlichen Statistiken fussen und nur beschränkt belastbar sind. Preisentwicklungen können zudem je nach Sichtweise unterschiedlich beurteilt werden. So können Preiserhöhungen aus einer volkswirtschaftlichen Sicht durchaus vorteilhaft sein, wenn damit Kosten internalisiert werden, die ansonsten von der Allgemeinheit hätten getragen werden müssen. Sie können aus Sicht der Standortattraktivität auch wenig relevant sein, wenn die Preissteigerung auf Entwicklungen am globalen Energiemarkt zurückzuführen sind und somit in allen Ländern beobachtet werden. Für die Energieendkundinnen und -kunden 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 oder beschränkt international handelbaren Energiequellen. 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.

<sup>38</sup> In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.).

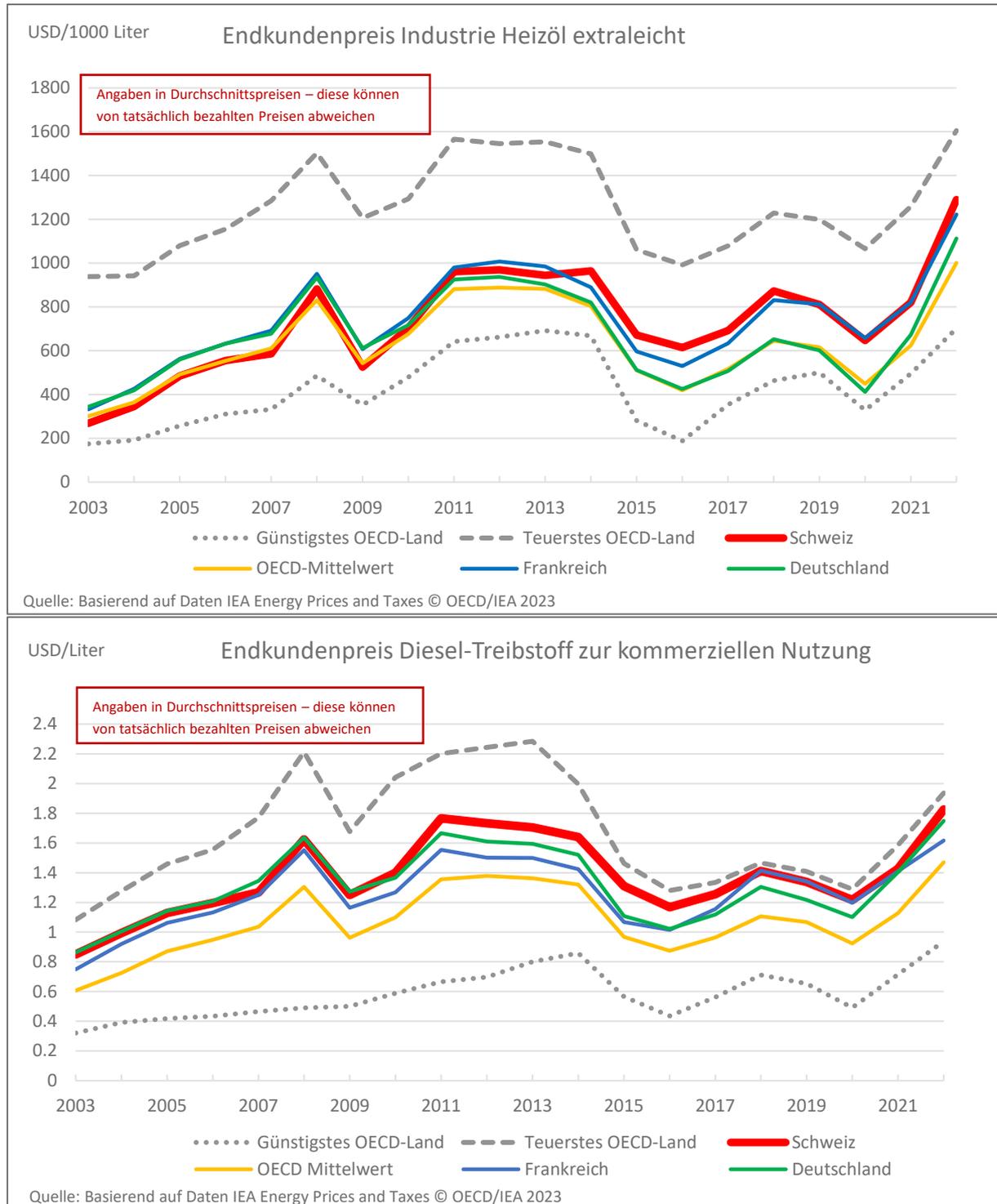
### 6.2.1 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

Nachfolgend werden die Endkundenpreise (inklusive Steuern) von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom für Industriekunden 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 von Marktwechsellkursen umgerechnet. Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann<sup>39</sup>. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit jenen von ausgewählten Nachbarländern. Zur Einordnung werden die Preise in den Ländern zusätzlich mit dem OECD-Durchschnitt sowie mit dem jährlich günstigsten beziehungsweise teuersten Land der OECD verglichen. Zu beachten ist, dass der günstigste bzw. teuerste Preis nicht unbedingt jedes Jahr im gleichen Land zu finden ist. Diese Extremwerte dienen als Hinweise der Verteilung. Wichtige Treiber dieser Preise sind die Preisentwicklungen an den internationalen Rohstoffmärkten (insbesondere bei Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine waren die Energiepreise im Jahr 2022 weltweit von starken Erhöhungen geprägt. Um diese Erhöhungen zu dämpfen, richteten verschiedene Staaten einerseits direkte Zuschüsse vom Staatshaushalt an Unternehmen oder Haushalte aus, andererseits führten sie zeitlich begrenzte Preisbremsen, bspw. in Form von tieferen Besteuerungen ein. So führte eine Steuererleichterung in Frankreich tatsächlich zu tieferen Treibstoffverkaufspreisen, was sich in *Abbildung 35* beim Dieselpreis widerspiegelt. Die indirekten Massnahmen, d.h. die Zahlungen an Personen und Unternehmen hatten keine Auswirkungen auf die Verkaufspreise und sind deshalb in der eben genannten Abbildung nicht ersichtlich. Die Schweiz hat darauf verzichtet, solch preisdämpfende Massnahmen umzusetzen, was beim internationalen Vergleich für das Jahr 2022 zu beachten ist.

---

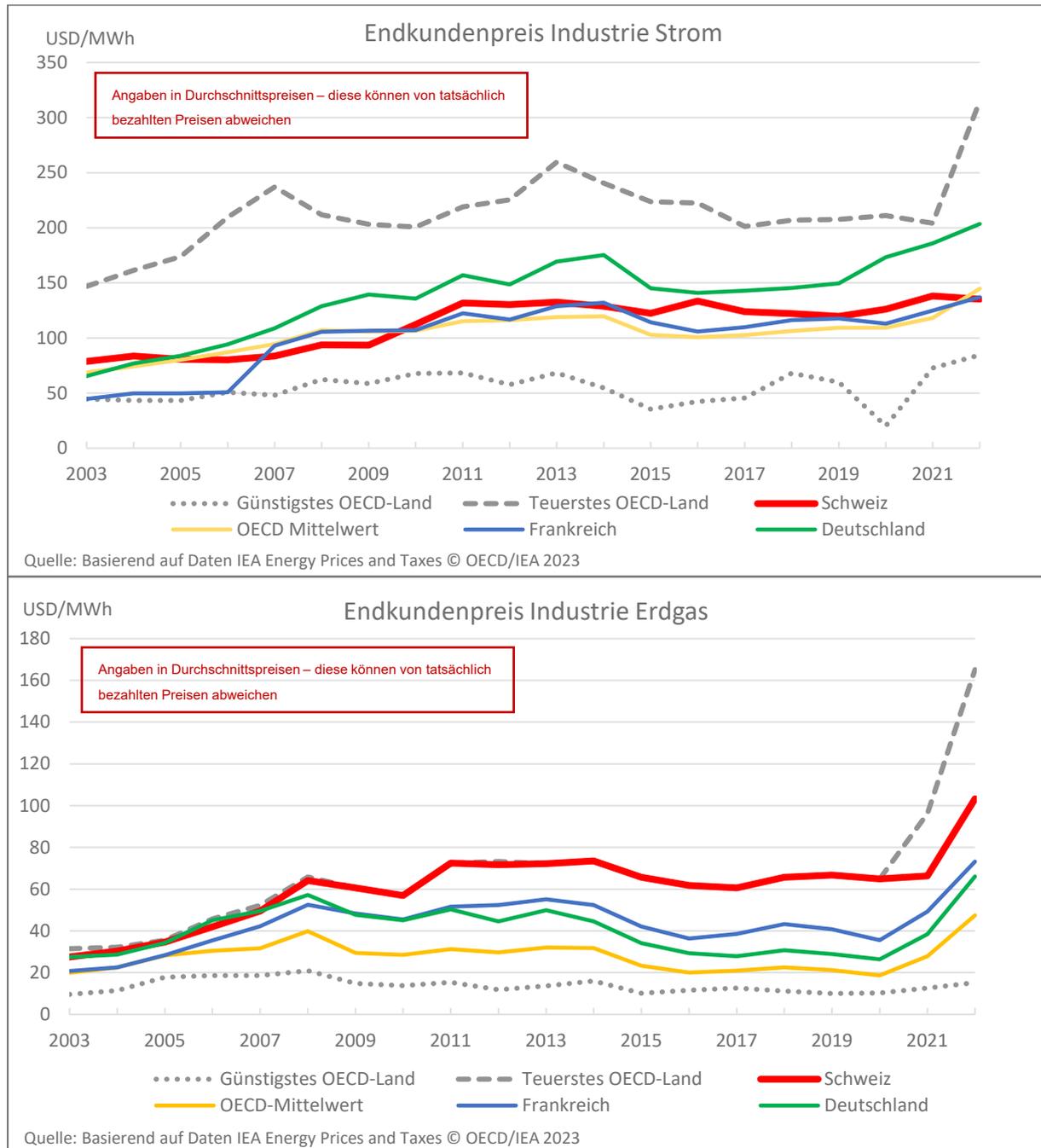
<sup>39</sup> Ein Teil der Kosten der betrachteten Energiegüter (v.a. der Einkauf von Energie im Ausland) entsteht in Fremdwährungen und ist damit, da im Vergleich in US-Dollar gerechnet wird, von Wechselkursschwankungen des Frankens weniger oder gar nicht betroffen. Ein anderer Teil der Kosten, z.B. Netzkosten, Betriebskosten oder Vertriebskosten, entstehen jedoch weitgehend in Schweizer Franken; damit haben bei internationalen Vergleichen die Wechselkursschwankungen einen Einfluss auf das Ergebnis.



**Abbildung 35:** 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 35*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** erhöhte sich 2022 stark und lag weiterhin über dem OECD-Mittelwert. Der Preisanstieg fiel 2022 ähnlich hoch aus wie in den Nachbarländern. Über die Jahre betrachtet stiegen die Preise in der Schweiz jedoch im Verhältnis zu anderen Ländern etwas stärker. Eine Erklärung hierfür könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen. Sie stieg seit ihrer Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 120 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2022.

Die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für **Diesel** war in der Schweiz leicht höher als in Frankreich und Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt stiegen die Preise letztes Jahr in allen betrachteten Ländern stark an. Frankreich hat seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen, aufgrund einer zeitlich begrenzten steuerlichen Erleichterungen für Benzin und Diesel wies das Land im letzten Jahr jedoch deutlich tiefere Preise aus (s. blaue Kurve in *Abbildung 35*). Das Monitoring führt keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2023a).



**Abbildung 36:** Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Strompreise in der Schweiz sind im Vergleich zum Durchschnitt der OECD-Länder bis 2020 weitgehend stabil geblieben (vgl. *Abbildung 36*). Im Jahr 2021 und vor allem 2022 kam es jedoch in einigen Ländern zu stärkeren Preiserhöhungen, so bspw. in Deutschland. Das Preisniveau in der Schweiz veränderte sich hingegen 2022 nicht stark und liegt nun sogar ganz leicht unter dem OECD-Durchschnitt, gleichauf mit jenem von Frankreich und deutlich tiefer als jenes von Deutschland. Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren. Dies unter anderem, weil stromintensive Unternehmen von gewissen im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können. Die Preise 2022 für die Kunden in der Grundversorgung wurden bereits im August 2021 festgelegt, was dazu führt, dass der hohe Anstieg der Strompreise 2022 für diesen Teil der Kunden in den Daten nicht enthalten ist. Dazu kommt, dass einige Vergleichsländer grosse Stromverbraucher subventioniert haben, um den Strompreisanstieg abzdämpfen. Diese direkten Subventionen sind ebenfalls nicht in der Grafik ersichtlich.

Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und 2013 bis 2020 war die Schweiz das teuerste Land der OECD. 2021 hat Schweden die Schweiz als teuerstes OECD-Land abgelöst, was u.a. an der in Schweden über die Jahre kontinuierlich angestiegenen CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen dürfte (117 EUR/Tonne im Jahr 2022). In allen Ländern ist 2022 eine deutliche Erhöhung der Preise aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine ersichtlich. Inwieweit sich Subventionen von Staaten zur Abfederung der Preiserhöhungen in den Preisen niederschlagen, ist von Staat zu Staat unterschiedlich. Die Gaspreisbremse für Industrieunternehmen in Deutschland beispielsweise trat erst 2023 in Kraft.

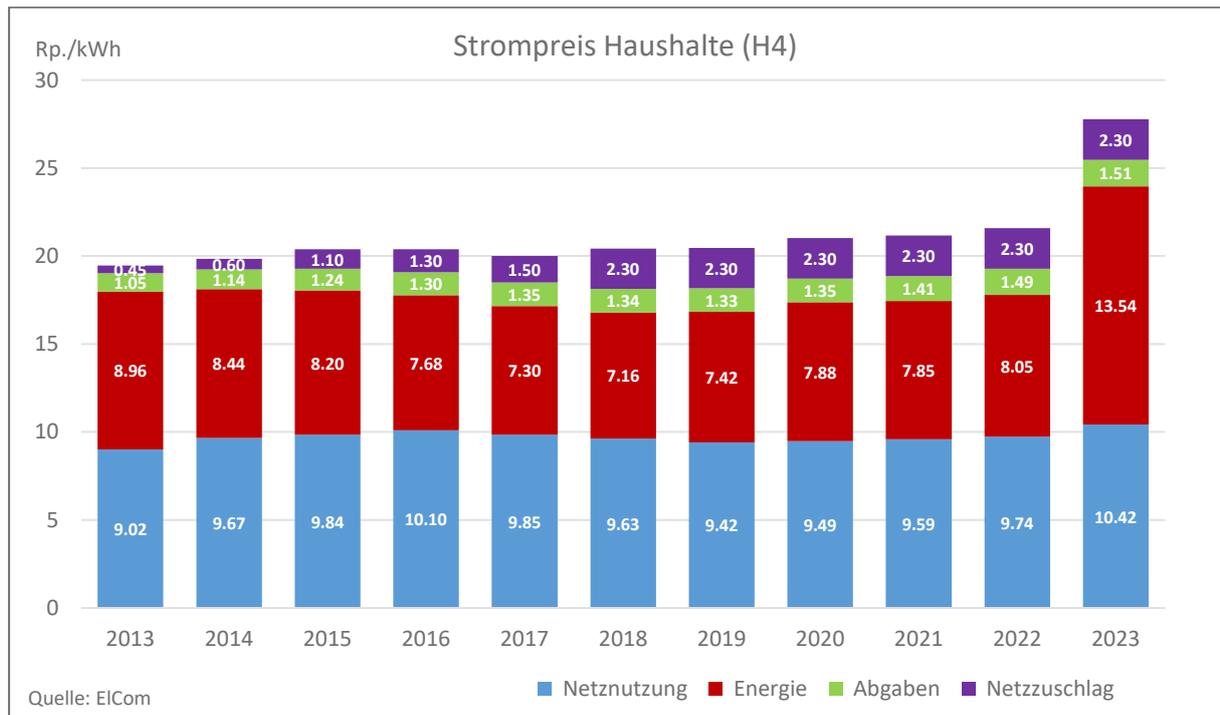
Die Differenz zwischen der Schweiz und anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten Land im Jahr 2022. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen<sup>40</sup> von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe erklärt den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat im Juni 2023 die Eckwerte für die Botschaft zu einem Gasversorgungsgesetz festgelegt und dabei eine Teilmärköffnung vorgeschlagen, bei der Kunden mit einem Verbrauch von über 300 MWh pro Jahr, d.h. grössere Verbraucher, freien Marktzugang erhalten würden. Seit Juni 2020 ist der Gasmarkt im Raum Luzern nach einer Entscheidung der Wettbewerbskommission vollständig geöffnet (Quellen: OECD/IEA, 2023a / Bundesrat, 2019c+2023e / WEKO, 2020).

---

<sup>40</sup> U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO<sub>2</sub>-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenfalls) von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.

## 6.2.2 Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

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

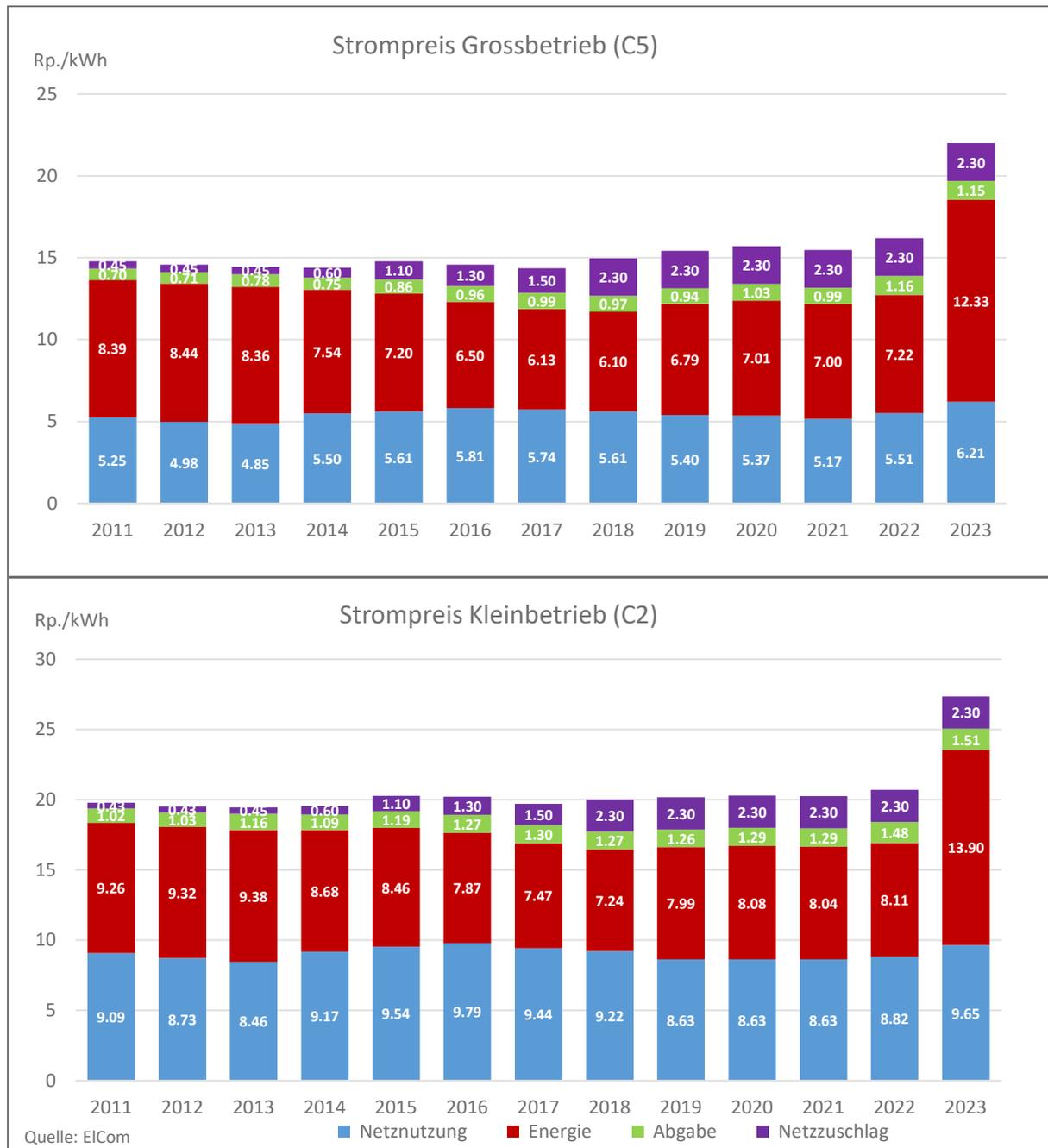


**Abbildung 37:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und dessen Komponenten für das Konsumprofil H4 (ein Endverbrauch der Kategorie H4 entspricht einer 5-Zimmerwohnung ohne Elektroboiler mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh). 2023 stiegen die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr sehr stark an (+6,19 Rp./kWh)<sup>41</sup>. Weder die höheren Netznutzungstarife, welche von 9,74 auf 10,42 Rp./kWh zunehmen noch die Abgaben an das Gemeinwesen, welche von 1,49 auf 1,51 Rp./kWh steigen, sind ausschlaggebend dafür. Die höheren Gesamttarife sind auf die Energiepreise zurückzuführen, welche von 8,05 auf 13,54 Rp./kWh angestiegen sind. Dieser starke Anstieg hängt mit den hohen Marktpreisen zusammen. Die Netzbetreiber legen die Tarife jeweils bis Ende August für das kommende Jahr fest, diese sind anschliessend für ein Jahr fix. Steigen nun die Energiebeschaffungspreise unterjährig an, so kann der Netzbetreiber diese höheren Kosten erst in den Tarifen des darauffolgenden Jahres berücksichtigen<sup>42</sup>. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, bleibt 2022 gleich wie im Vorjahr bei 2,3 Rp./kWh. In einer längerfristigen Betrachtung seit 2013 sind die Energiepreise bis 2022 zurückgegangen, die Netznutzungstarife in etwa stabil geblieben und die Abgaben sowie der Netzzuschlag sind angestiegen, letzterer relativ deutlich. Insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden innerhalb eines Jahres von 21,57 auf 27,77 Rp./kWh zugenommen, was einer Steigerung von rund 28,7 Prozent entspricht (Quelle: EICOM, 2023b).

<sup>41</sup> Nach Berechnungen der EICOM vom September 2023 steigen die schweizerischen Strompreise in der Grundversorgung für Haushalte auch für 2024 stark an, vgl. Medienmitteilung vom 5. September 2023 (die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der EICOM bekannt geben).

<sup>42</sup> Siehe dazu auch das Erklärvideo auf der Homepage der EICOM: [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Die EICOM > Kontakt > Häufige Fragen

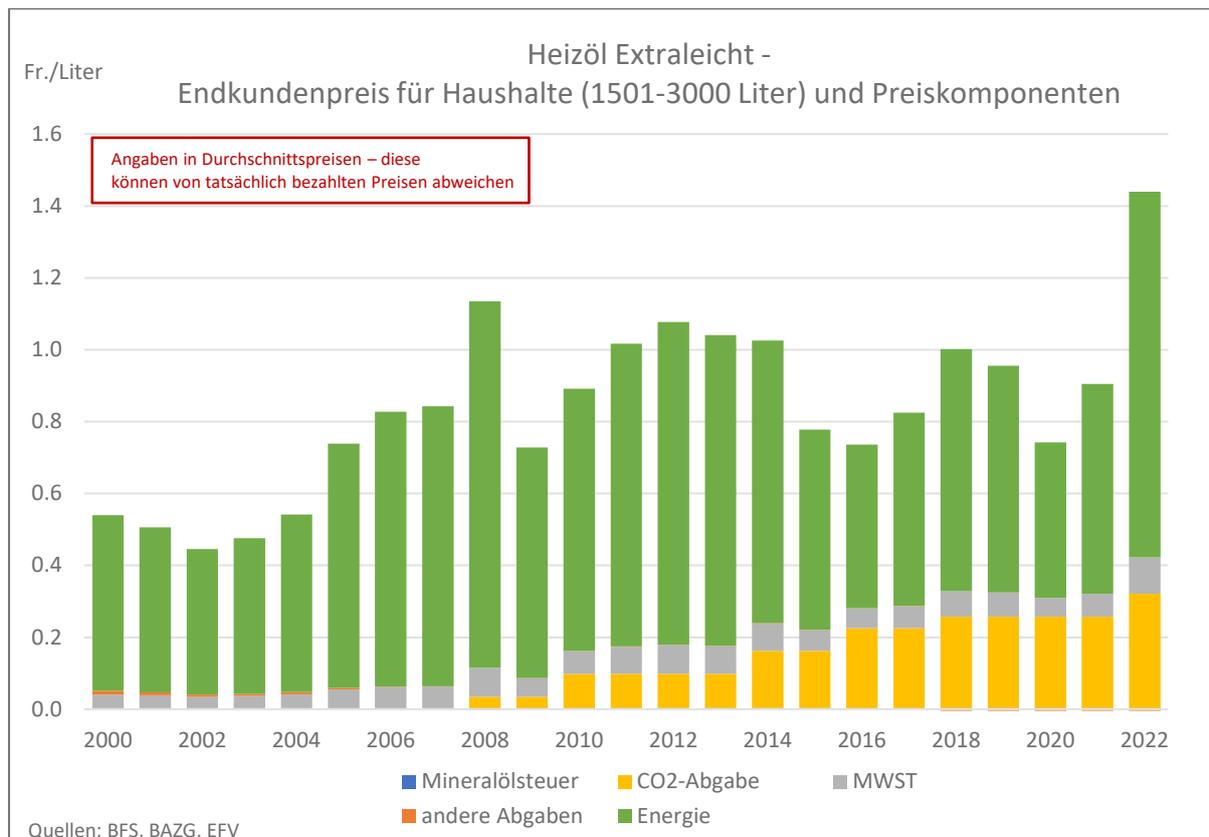


**Abbildung 38:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbetunden (in Rp./kWh)

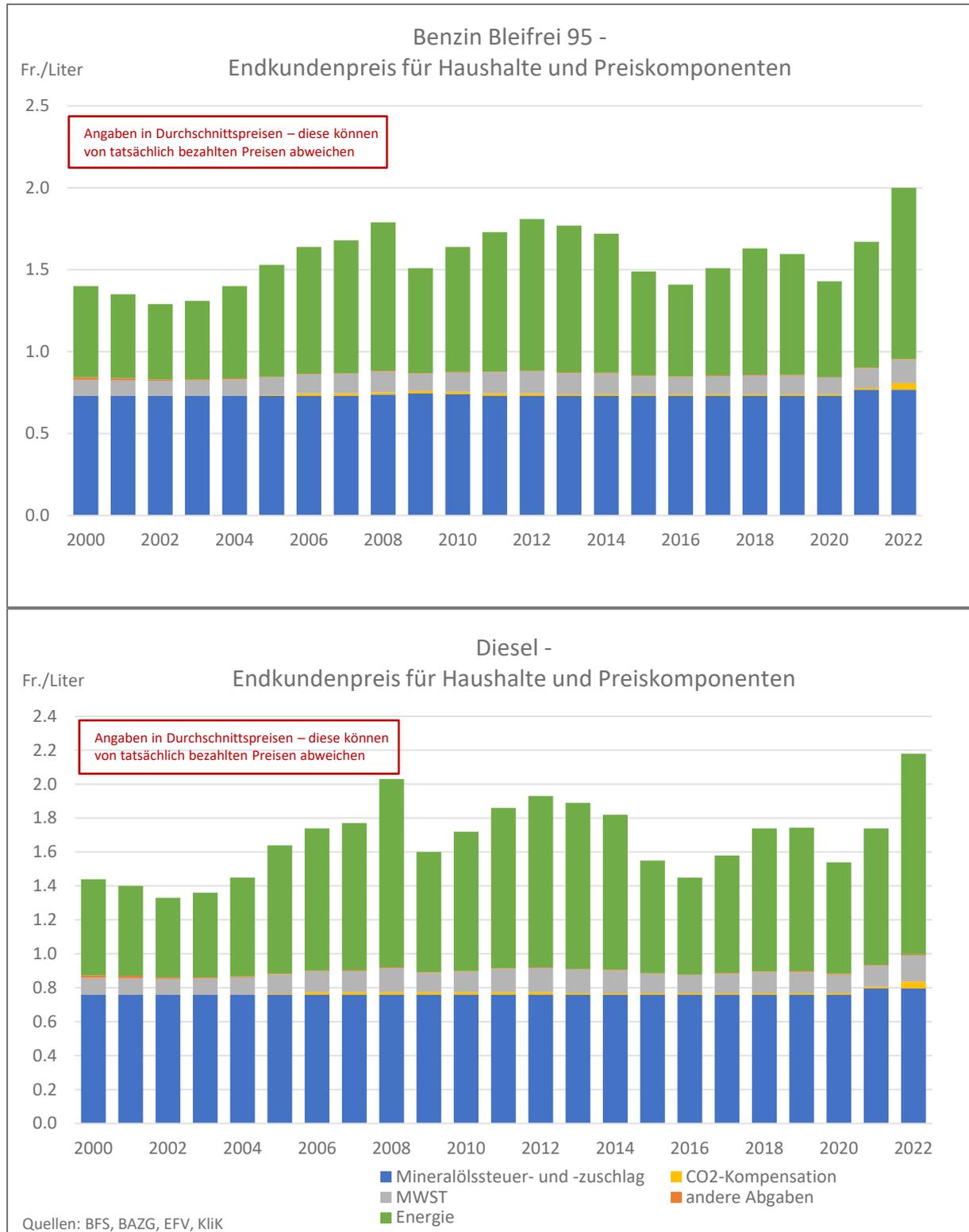
Abbildung 38 zeigt die Entwicklung bei den **Industrie- und Gewerbetunden** in der Grundversorgung. Beim Industrieprofil C5 (Grossbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 500'000 kWh) bleiben die Tarifkomponenten bis 2021 stabil und steigen 2022 leicht an. 2023 folgt aufgrund der angespannten Marktlage ein starker Tarifanstieg. Bei den Kleinbetrieben C2 (Kleinbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh) sieht das Bild gleich aus. In der Summe ergeben sich im Jahr 2023 für beide Profile gegenüber dem Vorjahr stark steigende Stromtarife. Hier gilt es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2022 haben rund 66 Prozent der Grossverbraucher ihren Strom auf dem freien Markt beschafft. Sie konsumieren rund 82 Prozent der frei handelbaren Elektrizität. Zudem haben gewisse energieintensive Unternehmen zu bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, sich den bezahlten Netzzuschlag teilweise oder vollumfänglich zurückerstatten zu lassen (Quellen: ElCom, 2023a+b / BFE, 2021).

### 6.2.3 Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte

Der Indikator zeigt die Entwicklung der Endkundenpreise für Heizöl, Benzin (Bleifrei 95) und Diesel sowie die Entwicklung der unterschiedlichen Preiskomponenten. Die Endkundenpreise setzen sich zusammen aus dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt), den Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO<sub>2</sub>-Abgabe) sowie der Kompensation vom Verkehr verursachten Emissionen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carbura und ein Fonds-Beitrag von Avenergy Suisse (ehemals Erdölvereinigung) erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die 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 39:** Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)



**Abbildung 40:** Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)

Im Jahr 2022 haben sich die Energiemärkte aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine sehr turbulent entwickelt. Es wurden auf den internationalen Märkten rekordhohe Preise erreicht, welche sich auch auf die Endkonsumentenpreise der Erdölprodukte in der Schweiz niederschlugen. Hinzu kamen physische Beschränkungen bei deren Import (u.a. aufgrund des tiefen Rheinpegels, vgl. Kapitel 5.4), welche die Importkosten in der Schweiz zusätzlich steigen liessen. Im Jahr 2022 ist entsprechend die Komponente «Energie» der Haupttreiber der Preissteigerungen für Brenn- und Treibstoffe. Aufgrund des höheren Anteils der Ener-

gie am gesamten Preis fällt der Preisanstieg im Jahr 2022 gegenüber 2021 beim Heizöl mit 60 Prozent beträchtlich höher aus als bei den Treibstoffen (Benzin +20% und Diesel +25%). Die Entwicklung der Steuern und Abgaben<sup>43</sup> ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 40*) ist diese Komponente deutlich höher und sehr stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird und deshalb mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt<sup>44</sup>. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO<sub>2</sub>-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 39*) mittlerweile einen substantiellen Teil zum Endkundenpreis bei. 2008 wurde die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas eingeführt, als Massnahme zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die CO<sub>2</sub>-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 2022 120 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> (umgerechnet 31,8 Rp./l.). Auf Treibstoffen wird keine CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben. Importeure sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren. Gemäss Jahresbericht 2022 der Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub>-Kompensation (KliK) entrichten die Treibstoffimporteure seit dem 1. April 2022 der Stiftung ein Entgelt von 5 Rappen pro Liter Treibstoff, was dem aktuell geltenden gesetzlichen Maximum<sup>45</sup> entspricht, das auf die Endkonsumenten überwältzt werden darf. Im Zeitraum 2013 bis 2021 betrug die Kosten der Kompensationspflicht pro Liter abgesetzten Treibstoff rund 1 Rappen<sup>46</sup>. Diese beträchtliche Erhöhung der Kosten der CO<sub>2</sub>-Kompensation dürfte auf die vorgesehene Erhöhung des Anteils der durch Treibstoffe verursachten CO<sub>2</sub>-Emission zurückzuführen sein, die über die Periode 2021-2030 zu kompensieren sind. Zudem steigt bis 2030 auch der Mindestanteil der Projekte zur Treibstoffkompensation, welcher innerhalb der Schweiz umgesetzt werden muss, was zu höheren Kompensationskosten führt. Für die Versorgungssicherheit hat sich die Schweiz bei der IEA verpflichtet, ausreichend Lager zu halten, um für eine gewisse Zeit den Inlandverbrauch decken zu können. Um diese Lagerhaltung zu finanzieren, wird eine Abgabe erhoben. Diese wird mit einem Fonds-Beitrag von Avenegy Suisse zusammen erhoben, beide machten 2022 für Benzin 0.415 Rp./l., für Diesel 0.535 Rp./l und für Heizöl -1.45 Rp./l.<sup>47</sup> aus (Quellen: BFS, 2023c / BAZG, 2023 / EFV, 2023/ KliK, 2023).

---

<sup>43</sup> Als Steuern und Abgaben betrachtet werden die Mehrwertsteuer, die Mineralölsteuer, der Mineralölsteuerzuschlag sowie staatlich verordnete und privat umgesetzte Pflichten zur Lagerhaltung sowie zur Kompensation der vom Verkehr verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>44</sup> Änderungen des Mehrwertsteuersatzes wie bspw. die Erhöhung um 0,1% per 1. Januar 2018 erklären auch einen kleinen Teil der Variationen.

<sup>45</sup> Gemäss Art. 26 des Bundesgesetzes über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz).

<sup>46</sup> Vor 2013 gab es den sog. Klimarappen, bei dem auf privatwirtschaftlicher Basis ein Zuschlag von 1,5 Rp. pro Liter Treibstoff erhoben wurde. Mit dem Inkrafttreten des totalrevidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes wurde 2013 der freiwillige Klimarappen durch eine gesetzlich verankerte Kompensationspflicht für die Treibstoffimporteure abgelöst.

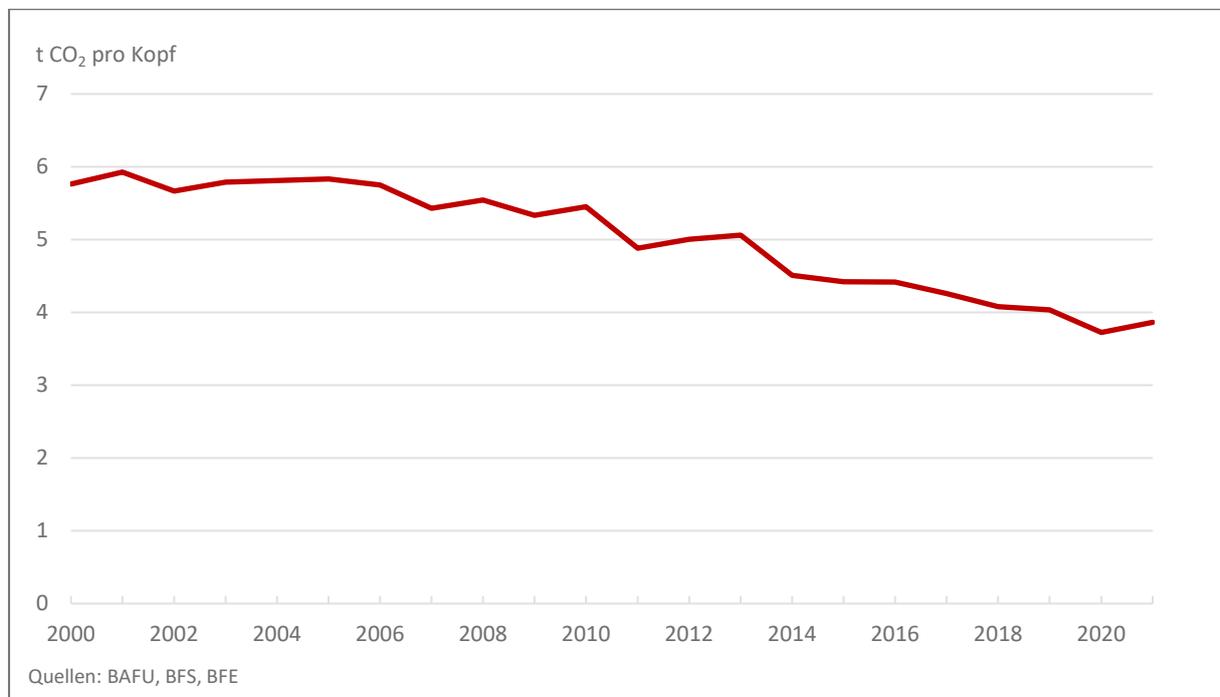
<sup>47</sup> Die 2018 begonnene Rückerstattung von Heizöl-Pflichtlagerbeiträgen wurde 2022 fortgesetzt. Das BWL hat die Fortführung der Rückerstattung in der heutigen Ausgestaltung bis 31. März 2026 genehmigt (vgl. Geschäftsbericht Carbura 2022).

## 7 Themenfeld CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik gemäss Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz) sowie gemäss Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) (Bundesrat, 2019b+2021a / Bundesblatt, 2022). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert; die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2021 ab.

### 7.1 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen auf, wie die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel gemäss KIG umbauen kann (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen folgen. Das bisherige langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 aus dem Jahr 2013, die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken, ist folglich überholt. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen gemäss Energieperspektiven 2050+ pro Kopf noch energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 0,4 Tonnen an.



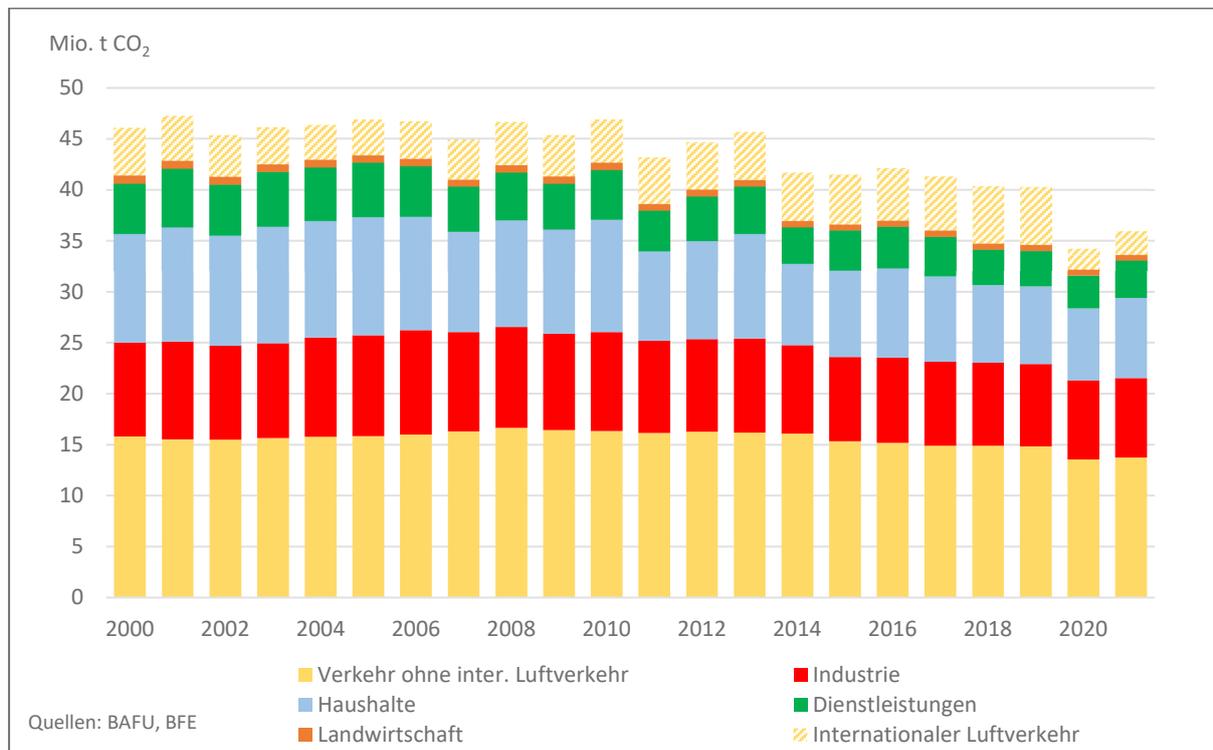
**Abbildung 41:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf (in t CO<sub>2</sub> pro Kopf)<sup>48</sup>

<sup>48</sup> Abgrenzung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie *Abbildung 41* zeigt. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind (vgl. *nachfolgende Abbildung 42*), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2021 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,9 Tonnen und damit 33 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)<sup>49</sup>. Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO<sub>2</sub>-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2023 / BFS, 2023a / BFE, 2023a).

## 7.2 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen bei der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe. Die nachfolgende Abbildung zeigt diese energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt sowie aufgeschlüsselt nach Verbrauchersektoren.



**Abbildung 42:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>)

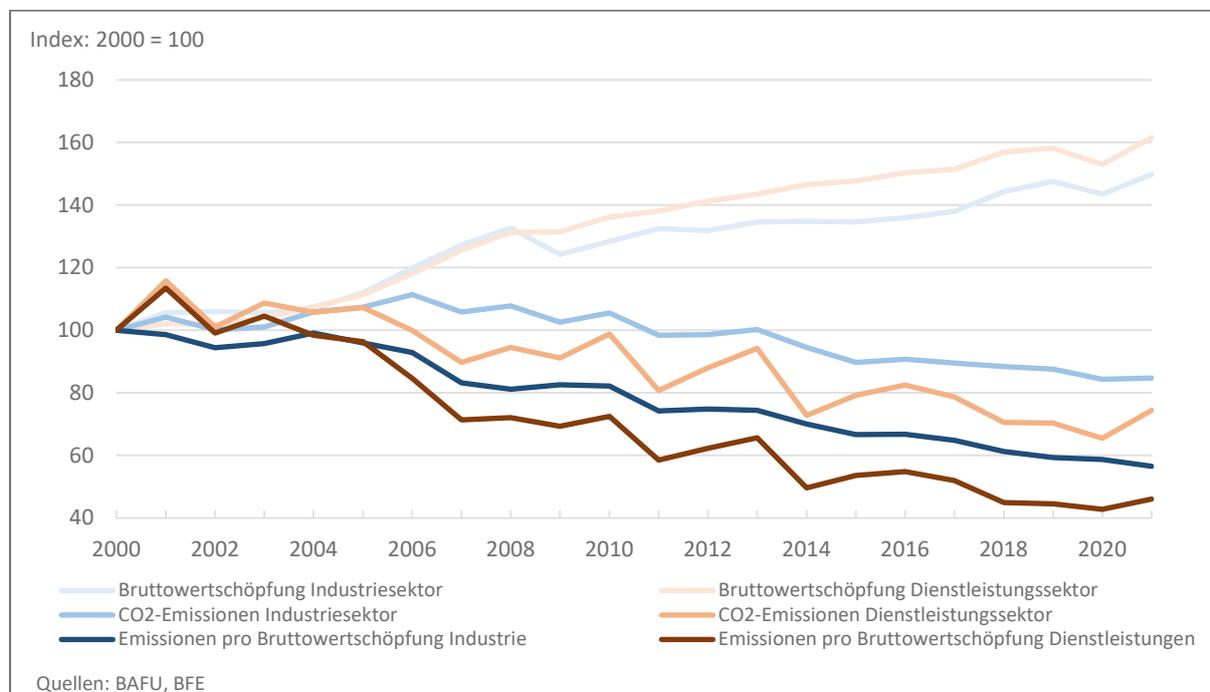
Die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. *Abbildung 42*; inkl. internationaler Luftverkehr) betragen 2021 36 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Sie lagen damit 22 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den *Verkehr* (Anteil 2021: 38%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden<sup>50</sup>. Zwischen 2000 und 2021 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor um gut 2 Mio. Tonnen gesunken. Die Emissionen des

<sup>49</sup> Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2021 rund 5,2 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,5 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 31 Prozent. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

<sup>50</sup> Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

internationalen Luftverkehrs sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Aufgrund der Covid-19-Pandemie sind diese Emissionen 2020 aber stark eingebrochen, und auch 2021 lagen sie mit 2,3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (Anteil von 6 Prozent) noch deutlich unter den vorherigen Werten<sup>51</sup>. In der *Industrie* (Anteil 2021: 23%) entstehen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO<sub>2</sub>-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den *Haushalten* (Anteil 2021: 22%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO<sub>2</sub>-ärmerer Technologien hin. Weil aber nach wie vor viele fossile Heizsysteme in Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der Witterung abhängig. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer. Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2021: 10%). Auch hier sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf. In der *Landwirtschaft* schliesslich sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2021: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors und der Industrie haben sich erhöht (von 34 auf 38% bzw. von 20 auf 22%), während Haushalte und Dienstleistungen einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2023+2022a / BFE, 2023a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

### 7.3 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen

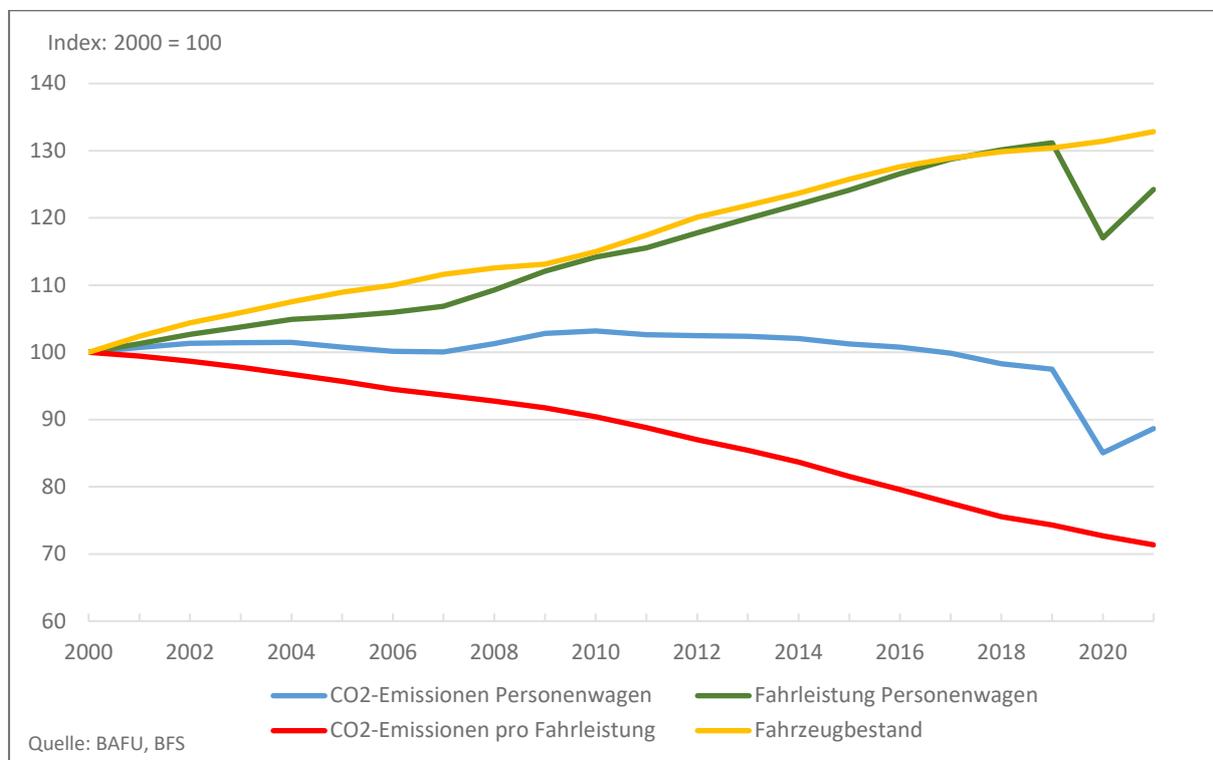


**Abbildung 43:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indiziert)

<sup>51</sup> Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen knapp 14%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnen würde, läge der Anteil bei 28%.

Abbildung 43 zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Sie verdeutlicht die zunehmende Entkoppelung von Wertschöpfung und CO<sub>2</sub>-Emissionen, sowohl in der Industrie als auch im Dienstleistungssektor. Während die Bruttowertschöpfung in beiden Sektoren seit 2000 deutlich angestiegen ist, sind die Emissionen in beiden Sektoren zurückgegangen. Die Wertschöpfung ist heute im Vergleich zu 2000 also spürbar weniger CO<sub>2</sub>-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen (inkl. Verminderungsverpflichtungen für abgabebefreite Unternehmen) geleistet haben, die 2008 eingeführt und seither schrittweise erhöht wurde. Dies hat eine Evaluation der bisherigen Wirkung der Abgabe bestätigt. Die jährlichen Schwankungen sind wie erwähnt in erster Linie durch die Witterung und die Konjunktur bedingt (Quellen: BAFU, 2023 / BFS, 2023b / Ecoplan 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

## 7.4 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen



**Abbildung 44:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenwagen in Relation zum Fahrzeugbestand und der Fahrleistung (Fahrleistung als gesamthaft von allen PW zurückgelegten Wegstrecken, gemessen in Mio. Fahrzeugkilometern). Die Grafik zeigt, dass sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen mittlerweile deutlich unter dem Niveau des Jahres 2000 befinden. Gleichzeitig sind sowohl der Fahrzeugbestand wie auch die Fahrleistung bis 2019 weiter angestiegen. Der Einfluss der Covid-19-Pandemie auf die Fahrleistungen in den Jahren 2020 und 2021 ist gut sichtbar, während der Fahrzeugbestand weiterhin kontinuierlich gestiegen ist. Die Emissionen pro Fahrleistung (d.h. die Emissionen pro Fahrzeugkilometer) haben seit 2000 abgenommen, was auf verbesserte Effizienz (weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen pro

gefahrenem Kilometer) zurückzuführen ist. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen<sup>52</sup>, der technologische Fortschritt und die Verbreitung der Elektromobilität (die keine direkten Emissionen verursacht) sollten dazu beitragen, dass sich dieser abnehmende Trend fortsetzt. Insgesamt betragen die Emissionen der Personenwagen im Jahr 2021 rund 9,8 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und damit rund 1,2 Millionen Tonnen weniger als im Jahr 2000. Die Zunahmen von Fahrzeugbestand und Fahrleistungen haben somit die erzielten Effizienzfortschritte zu einem gewissen Teil kompensiert. Der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen an den gesamten Verkehrsemissionen (ohne internationalen Flugverkehr) liegt aktuell bei rund 72 Prozent (Quelle: BAFU, 2023).

## 7.5 Weitere Umweltauswirkungen

Die Umweltdimension der Energieversorgung ist in Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes verankert, wonach eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung anzustreben ist. Die Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-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 Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu einer weiteren Akzentverschiebung zu Gunsten der erneuerbaren Energien und damit des Ausbaus entsprechender Anlagen kommen und gleichzeitig den Umweltschutz- und Gewässerschutzinteressen genügend Rechnung getragen werden soll. 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 (vgl. dazu die Diskussion der Umweltauswirkungen im Rahmen der fünfjährigen Berichterstattung des Monitorings)<sup>53</sup>.

---

<sup>52</sup> Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Seit 2021 werden für den Vollzug der Emissionsvorschriften die Verbrauchs- und CO<sub>2</sub>-Emissionswerte gemäss dem WLTP-Messverfahren (World Light Vehicles Test Procedure) verwendet. Die WLTP-Werte sind durchschnittlich über 20% höher – und damit realistischer – als die bisher verwendeten Daten. Mit der Umstellung auf das WLTP-Messverfahren wurden auch die CO<sub>2</sub>-Zielwerte angepasst: Für PW von 95 auf 118 Gramm pro Kilometer, für leichte Nutzfahrzeuge von 147 auf 186 Gramm pro Kilometer. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Neuwagen lagen 2022 mit 120,9 Gramm CO<sub>2</sub>/km um rund 7 Prozent tiefer als im Vorjahr, der Zielwert von 118 Gramm pro Kilometer wurde damit nur knapp verpasst. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der neu zugelassenen Lieferwagen und leichten Sattelschlepper lagen bei 201,5 Gramm CO<sub>2</sub>/km. Sie verpassten ihren Zielwert von 186 Gramm CO<sub>2</sub>/km deutlich. Im Rahmen der Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes schlägt der Bundesrat in seiner Botschaft eine weitere Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Flottenziele vor – dies analog zur EU.

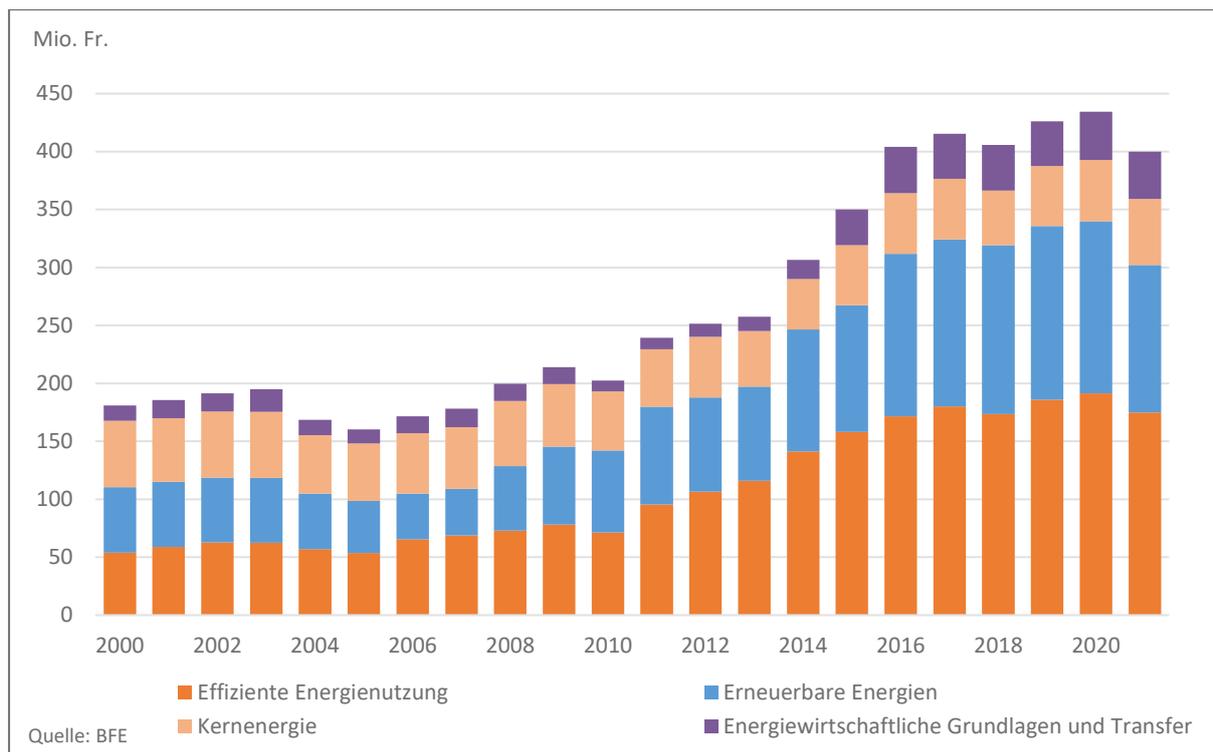
<sup>53</sup> Bundesrat 2022c: Energiestrategie 2050, Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings, Kapitel 7.

## 8 Themenfeld Forschung und Technologie

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

### 8.1 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

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



**Abbildung 45:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>54</sup>

Von 2005 bis 2020 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 45* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung

<sup>54</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

(SCCER) durch die Innosuisse, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2021 betrug die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 400 Mio. Franken (2020: gut 434 Mio. Franken). Der Rückgang gegenüber den Vorjahren ist auf das Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) per Ende 2020 zurückzuführen: Der ETH-Bereich und Innosuisse haben daher weniger zur Energieforschung in der Schweiz beigetragen. Das Nachfolgeprogramm der SCCER, das Förderprogramm SWEET, ist geringer dotiert und kann den Rückgang voraussichtlich auch in Zukunft nicht ganz kompensieren.

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2021: 43,7%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2021: 31,8%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie (Kernspaltung/Fission und Kernfusion)* sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen und betrug 2021 14,2 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 10,2 Prozent (Quelle: BFE, 2022a+2023d).

## 8.2 Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Das BFE hat im März und September 2022 die *vierte respektive fünfte Ausschreibung* innerhalb des **Energieforschungsprogramms SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)** gestartet. Das Leitthema der vierten Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 10 Mio. Fr. lautete «Ko-Evolution des Schweizer Energiesystems und der Schweizer Gesellschaft und ihre Darstellung in koordinierten Simulationen». Die Ausschreibung verfolgte zwei Ziele: Die Simulationen des schweizerischen Energiesystems oder einzelner Sektoren müssen durch bestehende und künftige SWEET Konsortien koordiniert werden, damit sie miteinander verglichen und aussagekräftige Schlussfolgerungen gezogen werden können und die gegenseitige Beeinflussung des Energiesystems und der Gesellschaft muss in den Simulationen abgebildet werden. Die vier Konsortien, die aus der ersten SWEET-Ausschreibung «Integration erneuerbarer Energien hervorgegangen sind, stellen ihre Simulationen durch die CROSS-Aktivität («CooRdination Of Scenarios in SWEET») bereits auf eine gemeinsame Grundlage. Im Rahmen der vierten SWEET-Ausschreibung wird diese Koordination, aufbauend auf CROSS, erweitert werden. Im Januar 2023 erhielt das von der Universität Basel geleitete Konsortium «CoSi» (Co-Evolution and Coordinated Simulation of the Swiss Energy System and Swiss Society) nach einer zweistufigen Evaluation den Zuschlag.

Das Leitthema der fünften SWEET-Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 15 Mio. Franken lautete «Sustainable Fuels and Platform Chemicals», die zusammen mit dem Bundesamt für Zivilluftfahrt und armasuisse durchgeführt wurde. Im Zentrum stehen nachhaltige flüssige und gasförmige Treib- und Brennstoffe sowie sogenannte Plattformchemikalien (Ausgangsstoffe wie z.B. Wasserstoff, Ammoniak und Methanol). Es geht um Forschungsfragen, wie die Schweiz ihren zukünftigen Bedarf an nachhaltigen Treib- und Brennstoffen sowie Plattformchemikalien decken kann, wie die Technologie für Produktion, Transport, Verteilung, Speicherung und Nutzung der nachhaltigen Treib- und Brennstoffe weiterentwickelt werden müssen, damit sie einen konkreten Beitrag zu den Energie- und Klimazielen leisten können, und wie das zusätzliche Potenzial an schweizerischem Hofdünger zur Produktion von nachhaltigen Treib- und Brennstoffen profitabel genutzt werden kann. Mitte August 2023 erhielt das Konsortium «reFuel.ch» unter der Federführung der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa) den Zuschlag.

Ein unabhängiges Expertenpanel hatte Mitte 2022 entschieden, kein Konsortium auszuwählen für die Förderung im Rahmen der *dritten Ausschreibung* unter dem Leitthema «Kritische Infrastrukturen, Klimawandel und Resilienz des Schweizer Energiesystems». Aufgrund der grossen Wichtigkeit des Leitthemas wurde es im Rahmen der *sechsten Ausschreibung*, die Anfang Juli 2023 gestartet wurde, nochmals aufgegriffen. Die Bewerbungsfrist lief bis zum 18. Oktober 2023.

Voraussichtlich Anfang 2024 wird das BFE die *siebte Ausschreibung* im Rahmen von SWEET publizieren. Der Arbeitstitel dieser Ausschreibung, die zusammen mit dem Bundesamt für Umwelt durchgeführt wird, lautet «Addressing Residual Emissions to Reach the Net-Zero Target».

SWEET führt laufend Ausschreibungen für Konsortialprojekte durch. Die letzten Projekte werden 2032 abgeschlossen sein. Gefördert werden ausschliesslich Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 umfassend bearbeiten. Schwerpunkt von SWEET ist die anwendungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Programmleitung von SWEET liegt beim BFE. Mit dem langfristig ausgelegten und themenorientierten Forschungsprogramm können die in den Swiss Competence Centers für Energy Research (SCCER) aufgebauten Kompetenzen und Kapazitäten an den Hochschulen für die zentralen Forschungsthemen der Energie- und Klimastrategie der Schweiz weiterhin genutzt werden. Seit dem Start des Programms im Jahr 2021 fördert das BFE über SWEET acht Konsortien mit rund 75 Mio. Franken. In den Konsortien sind 37 Institutionen aus dem ETH-Bereich, Universitäten, Fachhochschulen, Forschungsinstituten, Verbänden/Vereinen, Privatsektor und Städten vertreten, die mit 238 Umsetzungspartnern aus 201 Institutionen, hauptsächlich aus dem Privatsektor zusammenarbeiten. (Quelle: BFE, 2022b / Bundesrat, 2020).

An seiner Sitzung vom 9. Juni 2023 hat der Bundesrat die Vernehmlassung über einen zusätzlichen Verpflichtungskredit für das laufende Forschungsförderungsinstrument SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition) eröffnet. Damit soll SWEET zu SWEETER (SWiss research for the EnErgy Transition and Emissions Reduction) erweitert und die Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Umwelt intensiviert werden. Mit SWEETER sollen Antworten auf neue, dringende Fragen zur Energieversorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere in Bezug auf die Sommer-Winter-Thematik (Speicherung), sowie zur Dekarbonisierung der Wirtschaft rasch und gezielt erarbeitet werden. Es sollen weitere Ausschreibungen zu Themen wie Energiespeicherung und -netze, Energiegewinnung und -speicherung im Untergrund, Raumplanung, Digitalisierung und «smart grids», lokale Energiemärkte und Netzkonvergenz, Kreislaufwirtschaft und industrielle Prozesse, «smart cities» oder soziale Innovationen durchgeführt werden. Die Vernehmlassung wurde am 29. September 2023 abgeschlossen. Voraussichtlich im Frühjahr 2024 geht die Vorlage ins Parlament (Quelle: Bundesrat, 2023a).

Mit der so genannten «**Flagship Initiative**» lancierte die Schweizerische Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse) 2021 ein weiteres Förderprogramm für grössere Konsortien. In der Flagship Initiative werden Themen ausgeschrieben, die für einen Grossteil der Wirtschaft und/oder Gesellschaft relevant sind. Die erste Ausschreibung 2021 hatte mit dem Thema «Dekarbonisierung» einen klaren Bezug zur Energieforschung. Anlässlich der ersten Ausschreibung bewilligte Innosuisse 15 Gesuche, insgesamt sind 85 Schweizer Forschungspartner und 221 Umsetzungspartner, bspw. Unternehmen und gemeinnützigen Organisationen, beteiligt.<sup>55</sup> Für die zweite Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 50 Mio. Franken hat Innosuisse ein Thema gewählt, das intelligente Energielösungen und neue Materialien sowie Verfahren fördert und dazu beiträgt, die Auswirkungen des Klimawandels und der Umweltverschmutzung zum Nutzen von Wirtschaft und Gesellschaft zu reduzieren. Der Titel der Ausschreibung lautete: «Disruptive Lösungen für die Transition zu einer Netto-Null-Welt». Noch vor Ende Jahr soll der Zuschlag erteilt werden (Quelle: Innosuisse, 2023a).

Nach einer Laufzeit von acht Jahren wurden Ende 2020 der Aufbau und die Steuerung der acht interuniversitären **Energiekompetenzzentren SCCER** abgeschlossen. Die Kompetenzzentren hatten seit 2013 zahlreiche Lösungen für die technischen, gesellschaftlichen und politischen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 entwickelt. Mit der Verknüpfung von Wissenschaft und Praxis leisteten sie einen wichtigen Beitrag zum Transfer von Wissen und Technologie. Im Februar 2023 publizierte Innosuisse den von Externen erstellten Evaluationsbericht. Dieser kam zum Schluss, dass die acht SCCER durch das Forschungsprogramm Energie erfolgreich Forschungskapazitäten aufbauen konnten. Daraus sind vielfältige und umfangreiche Kooperationen entstanden, sowohl innerhalb der Forschung wie auch mit

---

<sup>55</sup> Die Liste der 15 Flagships, die derzeit laufen, ist auf der Webseite von Innosuisse abrufbar: 15 aktuelle Flagships (innosuisse.ch)

Akteuren aus der Wirtschaft. Der gegenseitige Wissens- und Technologietransfer ist durch das Forschungsprogramm gestärkt worden (Quelle: Interface/Joanneum Research, 2022).

Das **BFE fördert die anwendungsorientierte Energieforschung**. Diese richtet sich nach dem Energieforschungskonzept des Bundes, welches von der Eidgenössischen Energieforschungskommission (CORE) alle vier Jahre überarbeitet wird und sowohl die wissenschaftliche Forschung als auch Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte umfasst. Das aktuelle Konzept für die Periode 2021-2024 setzt neu einen noch stärkeren Fokus auf die Energieforschung in den Human- und Geisteswissenschaften. Die Förderung betrug 2021 insgesamt für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen 45 Mio. Franken. Eine Übersicht über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» (Quelle: BFE, 2023d)<sup>56</sup>.

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird wie bisher etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2021 wurden 56,97 Mio. Franken 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) abgedeckt<sup>57</sup>. Der Bundesrat hat die gesetzliche Pflicht, der Bundesversammlung regelmässig Bericht über die Entwicklung der Kerntechnologie zu erstatten (Art. 74a Kernenergiegesetz (KEG)). Erstmals hat er dies in der fünfjährigen Berichterstattung im Rahmen des Monitorings von Mitte Dezember 2022 gemacht. Im Weiteren hat das BFE das PSI, die ETH und die EPFL beauftragt, verschiedene Aspekte der Kernenergie zu vertiefen, wie beispielsweise die Entwicklung von Small Modular Reactors und der Technologie der vierten Generation sowie die Fusion. Diese Studie wird voraussichtlich im ersten Halbjahr 2024 publiziert.

**International** spielt die Zusammenarbeit mit der Internationalen Energieagentur (IEA) eine besondere Rolle. Die Schweiz beteiligt sich über das BFE an 22 von 39 Forschungsprogrammen der IEA (Technology Collaboration Programmes TCP, früher Implementing Agreements). Auf europäischer Ebene wirkt die Schweiz über das Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) im Rahmen der Möglichkeiten in den Rahmenprogrammen für Forschung und Innovation (RPFI) der EU mit. Das BFE wirkt an der Gestaltung und Weiterentwicklung der Energieforschung auf europäischer Ebene mit, namentlich im Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan, nicht Teil der RPFI), und in kofinanzierten Partnerschaften der europäischen Rahmenprogramme. Die Schweiz wird beim neunten EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation «Horizon Europe» und damit verbundenen Programmen und Initiativen bis auf Weiteres als nicht-assoziiertes Drittstaat behandelt. Dieser Status kann jederzeit geändert werden, gilt aber bis auf Weiteres für die Ausschreibungen 2023. Auch in diesem Modus können sich Forschende und Innovatoren in der Schweiz an den Ausschreibungen beteiligen und direkt vom Bund finanziert werden, allerdings in beschränktem Ausmass. Namentlich bei künftigen Ausschreibungen für Einzelprojekte des European Research Council, der Marie Skłodowska Curie Aktionen und des European Innovation Council ist eine Teilnahme jedoch prinzipiell ausgeschlossen. Eine vollständige Assoziierung der Schweiz an «Horizon Europe» bleibt das erklärte Ziel des Bundesrates. Aktuelle Entwicklungen und Übergangslösungen können auf der Webseite des SBFI ([www.sbf.admin.ch](http://www.sbf.admin.ch)) entnommen werden (Quelle: BFE, 2023d / SBFI, 2023).

---

<sup>56</sup> Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch) und [www.aramis.admin.ch](http://www.aramis.admin.ch).

<sup>57</sup> [www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung](http://www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung) / [www.psi.ch/nes](http://www.psi.ch/nes) / <https://spc.epfl.ch>

## 9 Themenfeld Internationales Umfeld

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

### 9.1 Entwicklung der globalen Energiemärkte

Europa und anderen Weltregionen sind derzeit mit schwankenden Energiepreisen konfrontiert. 2021 waren die Energiepreise mit der wirtschaftlichen Erholung nach der Covid-19-Pandemie und der daran gekoppelten höheren Nachfrage nach Energie bereits stark angestiegen. Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine verschärfte sich die Energiekrise und trieb insbesondere die Gas- und Strompreise weiter in die Höhe. Sie erreichten im zweiten Halbjahr 2022 ihren vorläufigen Höhepunkt. Im Bestreben die Abhängigkeit von russischem Gas zu senken, hatte die EU verschiedenen Massnahmen zur Diversifizierung ihrer Gasversorgung beschlossen und sich ein Sparziel von 15 Prozent für Herbst/Winter 2022/2023 gegenüber den Vorjahren gesetzt (*siehe Kapitel 9.2.7*). Darüber hinaus ist auch der europäische CO<sub>2</sub>-Preis stark angestiegen und erreichte im ersten Quartal 2023 eine Allzeit-Höchstmarke.

**Erdöl:** In ihrer Mittelfristprognose erwartet die IEA, dass die globale Erdölnachfrage 2028 rund 105,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Das entspricht einer Zunahme von 5,9 Mio. Fass pro Tag gegenüber 2022. Besonders der Flugverkehr und die petrochemische Industrie verantworten gemäss IEA dieses Wachstum. Auf der Angebotsseite prognostiziert die IEA ein Wachstum der Produktionskapazitäten gegenüber 2022 um 5,9 Mio. auf 111 Mio. Fass pro Tag bis 2028.

2022 lag die Nachfrage bei 99,8 Mio. Fass pro Tag, das sind 2,3 Mio. Fass pro Tag mehr als 2021. Für das Jahr 2023 geht die IEA von einer weiteren Steigerung der Nachfrage auf 102,3 Mio. Fass pro Tag aus, womit sie auf ein Rekordhoch klettert. Da der Aufschwung nach der Pandemie an Fahrt verliert und die schwache Konjunktur, strengere Effizienzstandards und neue Elektrofahrzeuge den Verbrauch mindern, wird für 2024 ein Rückgang des Wachstums auf 1 Mio. Fass pro Tag prognostiziert.

Den Prognosen zufolge wird die weltweite Ölproduktion 2023 um 1,5 Mio. Fass pro Tag auf einen Rekordwert von 101,5 Mio. Fass pro Tag steigen, wobei die USA diesen Anstieg am stärksten vorantreiben werden.

Die Ölpreise erreichten kurz nach dem russischen Angriff auf die Ukraine Anfang März 2022 mit knapp 130 Dollar pro Fass einen historisch hohen Wert. Im weiteren Verlauf des Jahres 2022 sank der Preis mit starken Schwankungen bis Ende Dezember auf gut 85 Dollar pro Fass. Das erste Halbjahr 2023 war geprägt von volatilen Preisen: Mitte März 2023 fiel der Ölpreis erstmals seit Dezember 2021 wieder unter 75 Dollar pro Fass und kletterte vier Wochen später auf über 87 Dollar pro Fass. Nach einer kurzen Beruhigung der Ölmärkte stieg der Preis ab Sommer 2023 wieder. Im August lag der Preis bei 85 Dollar pro Fass, im September erstmals seit Ende des letzten Jahres wieder über der Marke von 95 Dollar pro Fass. Dies nachdem Saudi-Arabien und Russland ihre freiwilligen Produktionskürzungen bis Ende 2023 verlängert hatten. Anfang Oktober 2023 gab der Preis wieder etwas nach und sank auf 85 Dollar pro Fass. Mit der Gewalteskalation in Israel zog der Ölpreis erneut an und lag Mitte Oktober wieder bei über 90 Dollar pro Fass (Quelle: OECD/IEA, 2023b).

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

Die globalen Erdgasmärkte haben sich nach einem sehr turbulenten Jahr 2022 zu Beginn des Jahres 2023 wieder etwas beruhigt. Die Spotpreise auf den wichtigsten nordostasiatischen, nordamerikanischen und europäischen Märkten sanken zwischen Mitte Dezember 2022 und dem Ende des ersten Quartals 2023 um fast 70 Prozent. Gleichzeitig führte die gesunkene Nachfrage dazu, dass die Gasspeicher nach der Heizsaison mit Lagerbeständen schlossen, die deutlich über dem Fünfjahresschnitt liegen. Die IEA erwartet, dass das globale Gasangebot 2023 weiterhin knapp bleiben wird.

Nach einem extremen Hoch der Preise im ersten Quartal 2021 (23,86 US-Dollar je Million British Thermal Unit (MMbtu)) pendelte sich der Preis auf dem US-Markt (Henry Hub) unter 10 US-Dollar ein. Derzeit liegt der Henry Hub Natural Gas Spot Price zwischen 2 und 3 US-Dollar, verglichen mit 6 bis 7 US-Dollar im Sommer 2022. Es wird erwartet, dass sich der Preis am Henry Hub zu Anfang 2024 auf gegen 4 US-Dollar erhöhen wird. In Europa fiel Ende Oktober 2022 der TTF-Spotpreis<sup>58</sup> vorübergehend auf 30 Euro/MWh, nachdem der Preis einen Monat zuvor auf über 300 Euro/MWh geklettert war. Eine Reihe von LNG-Ladungen konnte nicht an den nordwesteuropäischen Drehkreuzen entladen werden, weil die Speicher voll waren und das Gasnetz in der Region überlastet war. Der Spotpreis erholte sich jedoch rasch wieder und erreichte Anfang Dezember 2022 einen Preis von knapp 150 Euro/MWh und ging dann erneut deutlich zurück, bis er Ende Dezember auf rund 70 Euro/MWh fiel und dann seinen Abwärtstrend bis Mitte Mai 2023 fortsetzte. Im weiteren Jahresverlauf pendelte der Spotpreis zwischen 30 und 45 Euro/MWh. Anfang Oktober 2023 zogen die Erdgaspreise wieder an. Preistreibend wirkten unter anderem die zeitweise Schliessung eines israelischen Erdgasfelds im Mittelmeer, die Aufgabe des niederländischen Gasfelds in Groningen am 1. Oktober, generell die Gewalteskalation in Israel sowie die schadensbedingte Schliessung der Gaspipeline zwischen Finnland und Estland. Mitte Oktober 2023 stand der TTF-Spotpreis bei knapp 50 Euro/MWh (Quellen: EU 2022 / OECD/IEA 2023c / U.S. Energy Information Administration<sup>59</sup>).

**Kohle:** Der weltweite Kohleverbrauch stieg im Jahr 2021 um 6 Prozent auf 7929 Mio. Tonnen, nachdem er im Vorjahr aufgrund des Ausbruchs der Covid-19-Pandemie stark zurückgegangen war. Eine robuste wirtschaftliche Erholung, vor allem in Ländern, die stark von Kohle abhängig sind, wie China und Indien, und die höheren Erdgaspreise führten zu einer Welle des Umstiegs auf Kohle als Brennstoff, wobei die Stromerzeugung um 8 Prozent auf 5344 Mio. Tonnen anstieg. Die verstärkte Industrietätigkeit führte zu einem Anstieg des Kohleverbrauchs für andere Zwecke als die Stromerzeugung um 2,2 Prozent auf 2585 Mio. Tonnen.

Die weltweite Kohleproduktion ist im Jahr 2022 um 5,4 Prozent auf 8318 Mio. Tonnen gestiegen, was einen neuen Höchststand bedeutet und deutlich über dem Rekord von 2019 liegt. Dies folgt auf einen Anstieg um 3,9 Prozent auf 7888 Mio. Tonnen im Jahr 2021, da sich die Volkswirtschaften von dem pandemiebedingten Nachfragerückgang im Jahr 2020 erholten. In absoluten Zahlen wurde das Wachstum 2021 hauptsächlich durch Produktionssteigerungen von 153 Mio. Tonnen in China (4%) und 48 Mio. Tonnen in Indien (ca. 6%) verursacht. Es wird erwartet, dass das Wachstum der weltweiten Kohleproduktion voraussichtlich 2023 einen Höchststand erreichen wird, der nur geringfügig über dem Niveau von 2022 liegt.

Bis 2025 wird die Kohleproduktion voraussichtlich auf 8221 Mio. Tonnen zurückgehen und damit wieder unter das Niveau von 2022 fallen. Die niedrigeren Werte spiegeln weitgehend die Erwartungen wider, dass die chinesische Kohleproduktion in den kommenden Jahren ein Plateau erreichen wird, und das anhaltende Wachstum der indischen Kohleproduktion (+128 Mio. t) durch starke Rückgänge in anderen Regionen, wie den Vereinigten Staaten (-92 Mio. t), der Europäischen Union (-68 Mio. t), Indonesien (-40 Mio. t) und Russland (-13 Mio. t) aufgewogen wird.

Der internationale Kohlehandel erholt sich im Jahr 2021 langsam von den wirtschaftlichen Folgen der Covid-19-Pandemie, wobei die Mengen auf 1333 Mio. Tonnen stiegen, was etwa 17 Prozent der weltweiten Kohlenachfrage entspricht.

<sup>58</sup> TTF steht für «Title Transfer Facility». Es handelt sich dabei um einen virtuellen Handelspunkt für Erdgas in den Niederlanden und gilt als der wichtigste Erdgasmarkt in Europa.

<sup>59</sup> Vgl.: [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

Auch die Kohlepreise sind neben den Gaspreisen bis August 2022 stark gestiegen. Zu Jahresbeginn 2022 verhängte die indonesische Regierung für den ganzen Januar ein generelles Kohleausfuhrverbot, was die Kohlepreise stützte. Auch die Kohlepreise reagierten auf die Zunahme der Spannungen im Ukrainekonflikt. Nach Ausbruch des Krieges sorgte die Unsicherheit über künftige Kohlelieferungen aus Russland (EU-Sanktionen) für Preissprünge. Im April 2022 kündigten die EU und Japan an, keine Kohle mehr aus Russland importieren zu wollen. Das Kohleimportverbot sollte für die EU bereits ab dem 10. August 2022 gelten. Dies löste Unsicherheit über eine mögliche Verknappung des nicht-russischen Kohleangebots aus.

Der Wunsch, die europäische Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu verringern, liess auch die Erwartung steigen, dass die Kohleverbrennung im Jahr 2022 und 2023 höher sein würde als bisher, was die Nachfrage nach Kohle stiegen liess. Im Sommer sorgten die niedrigen Pegelstände des Rheins, der zu Einschränkungen des Kohleumschlags auf den Wasserweg von den ARA-Häfen<sup>60</sup> zu den Endverbrauchern führte, für Bedenken hinsichtlich der Kohleverfügbarkeit im Herbst, was die Preise stiegen liess. Der Kohlepreis stieg letztlich im Jahresverlauf von knapp 80 auf knapp 173 Euro pro Tonne, wobei zwischenzeitliche Maxima von über 345 Euro pro Tonne erreicht wurden (Quellen: OECD/IEA 2022a+b / EICom 2023c).

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sanken die CO<sub>2</sub>-Preise stark (von 96 auf 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>) und folgten damit der Entwicklung der weltweiten Finanzmärkte. Einen Höchststand erreichten die CO<sub>2</sub>-Preise im Sommer 2022 (101 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>). Die geringere Windenergieproduktion wurde kompensiert durch eine höhere Produktion aus fossilen Brennstoffen, was die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifkation ankurbelte und den Preis in die Höhe trieb. Im Sommer 2023 pendelte der Preis zwischen 80 und 90 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Die Frontjahreskontrakte bis ins Jahr 2026 bewegen sich zwischen 90 und 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Nach den starken Schwankungen im zweiten Halbjahr 2022 scheint sich der Markt wieder beruhigt zu haben.

**Strom:** Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage im Jahr 2023 um etwas weniger als 2 Prozent wächst, verglichen mit einer Wachstumsrate von 2,3 Prozent im Jahr 2022 und einer Nachfrage von 26'991 TWh. Diese Abschwächung ist vor allem auf die rückläufige Stromnachfrage in den fortgeschrittenen Volkswirtschaften zurückzuführen, die mit den anhaltenden Auswirkungen der globalen Energiekrise und einem langsameren Wirtschaftswachstum zu kämpfen haben. In China (+5,3%) und Indien (+6,5%) erwartet die IEA 2023 hingegen ein deutlicheres Wachstum gegenüber der Stromnachfrage im 2022.

Der global beschleunigte Ausbau neuer erneuerbarer Kapazitäten zeigt gemäss IEA, dass die erneuerbare Energieerzeugung bei günstigen Wetterbedingungen bereits 2024 die Kohle überholen könnte; die für 2022 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 8546 TWh. Dies wird durch die Erwartung gestützt, dass die Kohleverstromung in den Jahren 2023 und 2024 leicht zurückgehen wird, nachdem sie im Jahr 2022 um 1,5 Prozent gestiegen war, als hohe Gaspreise die Nachfrage nach Alternativen ankurbelten. Der Rückgang der Kohleverstromung dürfte in den USA und Europa sehr deutlich ausfallen, wird aber voraussichtlich durch einen Anstieg in Asien fast ausgeglichen werden. Der Verfügbarkeit von Wasserkraft bedarf gemäss IEA grösserer Aufmerksamkeit. In den letzten Jahren kam es zu starken Dürren, die in betroffenen Regionen wie Europa, Brasilien und China zu einem deutlichen Rückgang der Wasserkraftverfügbarkeit führten. Für die effiziente und nachhaltige Nutzung der Wasserressourcen wird es von entscheidender Bedeutung sein, die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen für die Wasserkraft zu antizipieren und entsprechend zu planen.

Fossile Brennstoffe sind die grösste Energiequellen zur Stromerzeugung in den USA, wobei Erdgas im Jahr 2022 mit etwa 40 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt den erneuerbaren Energien mit 22 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit je etwa 18 Prozent Anteilen. Im Jahr 1990 lieferten erneuerbare Ressourcen erst etwa 12 Prozent der Stromerzeugung. Seit 2008 verdrängt Erdgas die Kohle Schritt für Schritt: Heute hat Erdgas einen doppelt so hohen Anteil wie Kohle; 2008 war es noch umgekehrt.

---

<sup>60</sup> Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen

Die Stromnachfrage in der Europäischen Union wird im Jahr 2023 das zweite Jahr in Folge sinken und auf den niedrigsten Stand seit zwei Jahrzehnten fallen. Dies trotz einer Rekordzahl verkaufter Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Die Europäische Kommission schätzt, dass 2022 fast zwei Drittel des Nettorückgangs der EU-Stromnachfrage auf energieintensive Industrien zurückzuführen waren, die mit sehr hohen Energiepreisen zu kämpfen hatten. Dieser Trend hält bis weit ins Jahr 2023 an, obwohl die Preise für Energierohstoffe und Strom zurückgegangen sind. Im Jahr 2022 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am EU-Strommix auf 39 Prozent bei einer Gesamtproduktion von 2701 TWh (-3% gegenüber 2021). Im Jahr 2022 wurde in der EU ein neuer Rekord an installierter erneuerbarer Kapazität (+57 GW Solar und Windkapazität) erreicht. Die Erzeugung fossiler Brennstoffe stieg im Jahr 2022 um 3 Prozent (+24 TWh), unterstützt durch eine geringere Stromerzeugung aus Kernkraft und Wasserkraft. Insgesamt stieg die Kohleverstromung um 6 Prozent (+24 TWh), während die Stromerzeugung aus Gas um weniger als 1 Prozent (+1 TWh) nur leicht anstieg.

Im Jahr 2022 erreichten die Grosshandelspreise für Strom auf den europäischen Märkten mehrmals Rekordniveaus, mit einem historischen Höchststand im August. Der Wegfall der Erdgaslieferungen über die Gasleitungen Nordstream, die geringe Verfügbarkeit von Atomkraftwerken insbesondere in Frankreich und eine verringerte Wasserkraftproduktion aufgrund fehlender Schneefälle und Niederschläge führten zu rekordhohen Gaspreisen, die den Druck auf den ohnehin schon angespannten Markt weiter erhöhten. Im Jahr 2022 lag der europäische Strom-Benchmark<sup>61</sup> bei durchschnittlich 230 €/MWh, 121 Prozent höher als im Jahr 2021. Italien hatte im Jahr 2022 die höchsten Grundlaststrompreise (durchschnittlich 304 €/MWh), gefolgt von Malta (294 €/MWh), Griechenland (279 €/MWh) und Frankreich (275 €/MWh) (Quellen: OECD/IEA, 2023d / EU, 2022a+b / Eurostat 2023).

## 9.2 Entwicklungen in der EU

### 9.2.1 «European Green Deal» und «Fit for 55»

Der «European Green Deal» hat in der aktuellen Legislatur bis 2024 unter EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen höchste Priorität. Mit dem «Green Deal» will die EU bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent werden und den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten Wirtschaft schaffen. Am 14. Juli 2021 hatte die Europäische Kommission ein umfassendes Legislativpaket unter dem Titel «Fit for 55» vorgelegt, mit dem die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Mit Ausnahme der Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie, die wegen dem Erfordernis der Einstimmigkeit im Rat blockiert ist, haben die Co-Gesetzgeber EU-Rat und Parlament im Jahr 2023 Einigungen zu allen Legislativvorschlägen gefunden und diese formell weitgehend bereits verabschiedet. Das Paket umfasst folgende Bereiche: (Quelle: COM(2021) 550 final / COM (2022) 230 final):

- Revision des EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS)
- Neues EHS im Strassenverkehr und Gebäudesektor
- CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im Non-EHS-Bereich
- Einführung eines CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- Verschärfung der Emissionsvorschriften für Fahrzeuge
- Revision der Verordnung zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)
- Revision der Energiesteuerrichtlinie
- Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energien
- Revision der Richtlinie für Energieeffizienz
- Verordnung für Infrastruktur für alternative Treibstoffe

---

<sup>61</sup> Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

- Verordnung für nachhaltige Schifftreibstoffe
- Verordnung über nachhaltige Flugtreibstoffe

Im Zusammenhang mit dem «Fit for 55»-Paket hat die EU-Kommission im Dezember 2021 einen Legislativvorschlag zur Revision der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie vorgeschlagen. Im Rahmen von «REPowerEU», dem Plan der EU zur raschestmöglichen Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus Russland, hat die Kommission weitere Änderungen vorgeschlagen. Die Richtlinie befindet sich aktuell in der Bereinigung bei den Co-Gesetzgebern im sogenannten Trilog. Sie umfasst unter anderem Solarenergiepflichten, einen EU-weit harmonisierten Gebäudeenergieeffizienzausweis, substanzielle Renovierungspflichten für ineffiziente Gebäude oder die Erhöhung der Anforderungen zum Bau von Ladestationen in Gebäuden.

Die Entwicklungen in der EU im Rahmen des «Green Deal» sind **auch für die Schweiz von Interesse**. Sie zeigen die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte auf, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Viele Aspekte des Green Deals, insbesondere jene zur Finanzierung, sind EU-intern und haben keinen Einfluss auf die Schweiz. Gleichzeitig gilt es, die weitere Konkretisierung genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren. So ist die Schweiz auch in verschiedenen Bereichen vom Paket «Fit for 55» betroffen, namentlich bei der Revision des EU-ETS, welches seit Anfang 2020 mit dem Schweizer Emissionshandelssystem verknüpft ist. Beim CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem ist die Schweiz gemäss Verordnungsvorschlag der Kommission aufgrund der Verknüpfung der Emissionssysteme ausgeschlossen – die Grenzausgleichsabgabe wird beim Export von Schweizer Produkten in die EU also nicht erhoben. Zu beobachten sind mögliche Auswirkungen des neuen CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystems auf die gesamten Lieferketten von Schweizer Produzenten. Weiter ist zu prüfen, wie die Schweiz mit den neuen Emissionsvorschriften für Fahrzeuge ab 2025 umgeht. Mangels eines Stromabkommens haben die weiteren Teile des Legislativpakets «Fit for 55» keine direkten Auswirkungen auf die Schweizer Energie- und Klimapolitik. Auch die regulatorischen Auswirkungen des «REPowerEU-Plans» sind deshalb beschränkt.

### 9.2.2 Wiederaufbau und Resilienzfähigkeit

Im Zuge der wirtschaftlichen Verwerfungen der Covid-19-Pandemie hat die EU mit dem Programm «Next Generation EU» eine Wiederaufbau- und Resilienzfähigkeit geschaffen. Über die historisch erstmalige, gemeinsame Schuldenaufnahme der EU stehen den Mitgliedsstaaten 340 Milliarden Euro an Direktzahlungen und 390 Milliarden Euro an zinsgünstigen Darlehen zur Verfügung, mit denen sie auf Basis von nationalen Wiederaufbau- und Resilienzplänen Investitionen finanzieren können. Dabei müssen die Mitgliedsstaaten 37 Prozent des Budgets in Massnahmen für das Klima investieren. Aktuell setzen die Mitgliedsstaaten ihre Pläne um, von den Klimamassnahmen fliesst der grösste Teil in die nachhaltige Mobilität (33%), Energieeffizienz (28%) sowie Erneuerbare Energien und Netze (12%) (Quelle: COM(2020) 456 final).

### 9.2.3 Reform des EU-Strommarktdesigns

Als Antwort auf die massiven Verwerfungen im EU-Strombinnenmarkt aufgrund der Energiekrise hat die EU-Kommission im März 2023 Legislativvorschläge für die Revision des Strommarktdesigns<sup>62</sup> und die Überarbeitung der Regeln für die Marktintegrität und -transparenz des Stromgrosshandelsmarkts (REMIT)<sup>63</sup> vorgelegt. Mit der Revision des Strommarktdesign wird es keine fundamentalen Änderungen der Funktionsweise der Märkte geben. Auch eine Rückabwicklung der Integration und Liberalisierung des

---

<sup>62</sup> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU.

<sup>63</sup> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 für einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegrosshandelsmarkt.

EU-Strombinnenmarktes der letzten 20 Jahre ist nicht geplant. Mit der Revision sollen vielmehr die Kurz- und Langfristmärkte gestärkt werden, die Abhängigkeit der Märkte von fossilem Gas reduziert werden und die Endverbraucher vor Preisspitzen geschützt werden. Bei der Revision von REMIT geht es um die Ausweitung von Datenlieferpflichten auf weitere Märkte wie Regelenergiemärkte, die Stärkung der EU-Agentur zur Kooperation von Energieregulierungsbehörden ACER sowie eine verstärkte Kooperation von ACER mit der EU-Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde ESMA. Die Revisionen befinden sich aktuell in der Debatte bei den Co-Gesetzgebern Rat und Parlament. Eine Verabschiedung der Revisionen wird im 1. Quartal 2024 erwartet (Quelle: Europäische Kommission 2023).

#### 9.2.4 Das «Clean Energy Package»

Zur Umsetzung der Energieunion<sup>64</sup> ist seit 2019 in der EU das sog. «Clean Energy Package» in Kraft, ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, erneuerbaren Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz (Quelle: COM(2016) 860 final). Sie sind damit in den «EU-Energieacquis» übergegangen. Dieser Energieacquis wird nun bereits wieder revidiert, obwohl sich Teile des «Clean Energy Packages» nach wie vor in der Umsetzung befinden. Für die Schweiz im Besonderen relevant ist die Vorgabe aus der EU-Strommarktverordnung für Strom-Übertragungsnetzbetreiber: Sie müssen sicherstellen, dass mindestens 70 Prozent der für den grenzüberschreitenden Stromhandel relevanten Netzkapazitäten dem Stromhandel zur Verfügung gestellt wird. Die Regel gilt seit 2020, Mitgliedsstaaten können jedoch bis 2025 Ausnahmen beantragen, womit die Kapazität bis Ende 2025 linear vom Ausgangsniveau auf 70 Prozent erhöht werden muss. Die Regel besagt nicht, dass 70 Prozent der Kapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU vorgehalten werden müssen. Der Umgang mit Drittstaaten wie der Schweiz ist im EU-Recht aktuell nicht geregelt. Gemäss der EU-Energieregulierungsbehörde ACER sind die Mitgliedsstaaten aktuell mehrheitlich noch weit davon entfernt, die 70-Prozent-Regel einzuhalten. Auch ist die Interpretation der Regel unter den EU-Mitgliedsstaaten umstritten. Je nach Interpretation und Umsetzung der Regel besteht aber ein gewisses Risiko, dass Nachbarstaaten die Grenzkapazitäten Richtung Schweiz ab 2026 reduzieren könnten (Quelle COM(2016) 860 final).

#### 9.2.5 Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen

Für 2020 und 2030 hat sich die EU quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund gesetzt. Die aktuelle Entwicklung gegenüber diesen Zielen präsentiert sich wie folgt (Quelle: COM(2022) 547 final):

- **Treibhausgasemissionen:** Die Treibhausgasemissionen in der EU (inkl. internationalem Luftverkehr) gingen zwischen 1990 und 2020 um 32 Prozent zurück. Damit hat die EU ihr verbindliches Ziel einer Senkung auf Unionsebene von 20 Prozent bis 2020 deutlich übertroffen. Vorläufige Daten zeigen, dass die Emission 2021 gegenüber dem Vorjahr wieder um 4,8 Prozent gestiegen sind, aber unter dem Wert von 2019, also vor der Covid-19-Pandemie, geblieben sind. Für 2030 hat die EU ein strengeres Reduktionsziel von -55 Prozent verankert (bisher: 40 Prozent). Bis 2050 strebt sie Klimaneutralität an.
- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in der EU lag 2020 bei 22,1 Prozent. Damit hat die EU ihr 2020er-Ziels von 20 Prozent übertroffen. Mit der Revision der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (REDIII) soll der Anteil bis 2030 auf mindestens 42,5 steigen. Die Mitgliedstaaten sollen sich bemühen, 45 Prozent zu erreichen.
- **Energieeffizienz:** 2020 sank der Primärenergieverbrauch zum dritten Mal in Folge und lag aufgrund der Covid-19-Pandemie 8,7 Prozent tiefer 2019. Das 2020-er Ziel hat die EU damit mehr als erfüllt (-5,8 Prozent gegenüber dem Zielwert). Der Endenergieverbrauch sank 2020 ebenfalls bedingt durch

---

<sup>64</sup> Energieunion: Energiepolitische Rahmenstrategie der EU seit 2015 mit fünf Dimensionen: (1) Sicherheit, Solidarität und Vertrauen, (2) ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz (4) Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Covid-19 sehr stark gegenüber 2019 (-8 Prozent). Damit blieb die EU 5,4 Prozent unter dem Ziel für 2020<sup>65</sup>. Für 2030 war in der EU bisher ein indikatives Ziel von 32,5 Prozent verankert<sup>66</sup>, die neue Energieeffizienzrichtlinie sieht nun eine EU-weit verbindliche Reduktion von 11,7 Prozent gegenüber einem Referenzszenario auf Basis von 2020<sup>67</sup> vor.

- **Stromverbund:** Der Europäische Rat rief die EU-Mitgliedstaaten 2014 dazu auf, bis 2020 die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen soweit auszubauen, dass pro Land mindestens 10 Prozent des im Inland erzeugten Stroms über die Grenze in die Nachbarstaaten transportiert werden kann. Für 2030 wurde das Ziel auf 15 Prozent der Inlandproduktion festgelegt. Nach Angaben der Kommission haben die meisten Mitgliedstaaten dieses Ziel bereits erreicht.

## 9.2.6 Umsetzung der Network Codes im Strombereich

In der EU sind mehrere so genannte Network Codes und Guidelines für den Strombereich in Form von Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission in Kraft. Sie lassen sich in drei Bereiche einteilen: Netzbetrieb, Netzanschluss und Markt. Es handelt sich um sehr technische Erlasse, die aber prägend sind für die Entwicklung des Strombinnenmarkts und des Betriebs des Stromnetzes. Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement<sup>68</sup>, über die Vergabe langfristiger Kapazität<sup>69</sup> und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem<sup>70</sup>. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird.

Die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führen im europäischen Strommarkt die Marktkopplung ein: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel (Day-Ahead und Intraday) die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stroms zu einem integrierten Strommarkt. Die Schweiz kann ohne Stromabkommen nicht an dieser Marktkopplung teilnehmen. Der Ausschluss aus der Marktkopplung hat in der Schweiz nicht nur für den Handel, sondern auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes Konsequenzen: Mit der flussbasierten Marktkopplung in der angrenzenden CORE-Region (Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien) ist eine Zunahme von ungeplanten Transitflüssen durch die Schweiz, bedingt durch zusätzlichen Handel zwischen Deutschland und Frankreich, zu verzeichnen. Der Grund dafür liegt nicht direkt im Ausschluss der Schweiz aus der Marktkopplung, sondern in der Tatsache, dass das Schweizer Übertragungsnetz in den Kapazitätsberechnungen, die der Marktkopplung unterliegen, ungenügend berücksichtigt wird. Mit der Umsetzung der 70%-Regel bis spätestens Ende 2025 dürften diese Transitflüsse weiter zunehmen. Aufgrund einer dadurch verursachten potenziellen Gefährdung der Systemsicherheit bietet die EU nun aber Hand für eine technische Integration des Schweizer Netzes in die Kapazitätsberechnungen. Swissgrid und ECom sind daran, entsprechende privatrechtliche Vereinbarungen auszuarbeiten. Anzumerken ist, dass die Regelung zum Systemausgleich (sog. Balancing Code) der Schweiz eine Teilnahme an den geplanten Plattformen für den Austausch von Regelenergie in Aussicht stellt, falls der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Stromflüssen aus dem Systemausgleich führen könnte, die die

---

<sup>65</sup> Das Ziel für 2020 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf höchstens 1086 Mio. t und den Primärenergieverbrauch auf höchstens 1483 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

<sup>66</sup> Das Ziel für 2030 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf 956 Mio. t und/oder den Primärenergieverbrauch auf 1273 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

<sup>67</sup> Daraus ergibt sich eine Obergrenze von 763 Mio. t Rohöl-Äquivalente für den Endenergieverbrauch der EU und von 993 Mio. t Rohöl-Äquivalente für den Primärverbrauch.

<sup>68</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

<sup>69</sup> Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

<sup>70</sup> Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

Systemsicherheit der Region gefährden. Die EU-Kommission sieht aber derzeit keinen Anlass, die Schweiz bei diesen Plattformen zuzulassen.

### 9.2.7 Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit

**Gasmarkt:** Die Schweiz ist ein Transitland für Gas, das traditionell von Frankreich und Deutschland nach Italien transportiert wird. Seit August 2017 kann das Gas von Italien aus ebenfalls in nördliche Richtung fließen. Die Möglichkeit des Exports von Gas aus Italien in den Norden ist ökonomisch dann attraktiv, wenn die Preise am italienischen Grosshandelsmarkt tiefer sind als an den entsprechenden Märkten in Frankreich oder Deutschland. Im Januar 2021 und danach war dies mehrfach der Fall, weshalb seither auch Gas von Italien über die Schweiz nach Frankreich und Deutschland transportiert wird. Im Winter 2022/2023, in welchem Gas in Deutschland knapp war, wurde über diesen Weg Gas von Frankreich nach Deutschland geliefert. Im Dezember 2021 hat die europäische Kommission ein Gasmarktdekarbonisierungs- und Wasserstoffpaket (s. *nächstes Kapitel*) vorgelegt. Das Paket ist Teil des umfassenden Klimapakets «Fit for 55». Das Paket befindet sich aktuell in der Bereinigung bei den Co-Gesetzgebern EU-Rat und Parlament (Trilog).

**Regeln zur Sicherung der Gasversorgung:** Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat die EU gegen Russland insgesamt acht Sanktionspakete verhängt. Russland reagierte auf die Sanktionen unter anderem mit Einschränkungen von Erdgaslieferungen nach Europa. Die EU ihrerseits hat daraufhin im Juni 2022 eine neue Verordnung über die Gasspeicherung<sup>71</sup> beschlossen. Sie will damit sicherstellen, dass die Gasspeicher in der EU trotz Störungen auf dem Gasmarkt vor dem Winter voll sind und von den Mitgliedstaaten gemeinsam genutzt werden können. Gemäss Verordnung müssen die Gasspeicher im Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten bis zum 1. November 2022 mindestens zu 80 Prozent und in den darauffolgenden Jahren zu 90 Prozent gefüllt sein. Anfang August 2022 hatten die EU-Energieminister zudem eine neue Verordnung zur Senkung der Gasnachfrage<sup>72</sup> beschlossen, um den Gasverbrauch im Winter 2022/23 um 15 Prozent zu senken. Das Ziel sollte in erster Linie durch freiwillige Massnahmen erreicht werden; Im Falle einer kritischen Lage, hätten die EU den «Unionsalarm» ausrufen und verpflichtende Massnahmen erlassen können. Weil die EU das Risiko einer Gasmangellage nach wie vor als hoch einstuft, hat der Europäische Rat auf Vorschlag der Kommission im März 2023 entschieden, dass das freiwillige Gassparziel von 15 Prozent auch im kommenden Winter gelten soll<sup>73</sup>. Bereits im April 2022 hatte die Union die EU-Energieplattform<sup>74</sup> ins Leben gerufen und ermöglichte damit eine gemeinsame Gasbeschaffung der Mitgliedstaaten. Dies mit dem Ziel, die Gasversorgung zu diversifizieren und die Verhandlung mit den Lieferanten zu koordinieren. Auf diese Weise will die EU verhindern, dass sich die Mitgliedstaaten bei der Gasbeschaffung gegenseitig überbieten. Die Massnahmen für den Fall der Gefährdung der Gasversorgungssicherheit sind in der EU in der sogenannte «SoS-Verordnung» geregelt. Ein Kernpunkt der 2017 revidierten Verordnung<sup>75</sup> ist das Solidaritätsprinzip, bei dem benachbarte Mitgliedstaaten einander im schweren Krisenfall unterstützen, um die Energieversorgung der Haushalte und wesentlicher sozialer Dienste zu sichern und hierzu untereinander bilaterale Verträge abschliessen. Ende 2022 waren erst 6 von 40 notwendigen bilateralen Verträgen abgeschlossen worden<sup>76</sup>. Vor dem Hintergrund der Energiekrise hat die EU-Kommission Ende 2022 Standardregeln<sup>77</sup> für jene Mitgliedstaaten festgelegt, die bis dahin kein Solidaritätsabkommen abgeschlossen

<sup>71</sup> Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung.

<sup>72</sup> Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates der europäischen Union über koordinierte Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage.

<sup>73</sup> Verordnung (EU) 2023/706 des Rates der europäischen Union zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/1369 zwecks Verlängerung des Nachfragesenkungszeitraums für Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage und zur verstärkten Berichterstattung und Überwachung in Bezug auf die Umsetzung dieser Massnahmen.

<sup>74</sup> Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates der europäischen Union über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas.

<sup>75</sup> Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

<sup>76</sup> Deutschland-Dänemark, Deutschland-Österreich, Italien-Slowenien, Estland-Lettland, Litauen-Lettland, Estland-Finnland.

<sup>77</sup> Art. 27 der Verordnung (EU) 2022/2576 des Europäischen Rates über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas.

hatten. Damit wird sichergestellt, dass jeder Mitgliedstaat in den Genuss von Solidaritätsmassnahmen eines anderen Mitgliedstaates kommen kann. Die Schweiz ist nicht an diese Klausel gebunden (s. *Kapitel 2*). Der Abschluss eines Solidaritätsabkommens mit einem Drittland wie der Schweiz ist nicht obligatorisch, selbst wenn dieses Land Gas von einem Mitgliedstaat in einen anderen durchleitet. Die Schweiz hat bis 2020 fallweise und auf Einladung der EU-Kommission als Beobachterin an den Sitzungen der EU Gas Coordination Group teilgenommen, die von der EU nach der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009 eingesetzt wurde (s. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Seither wird die Schweiz mit Ausnahme von wenigen Sitzungen während der Pandemie und der Energiekrise nicht mehr eingeladen (Quellen: COM(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

## 9.2.8 Entwicklungen im Bereich Wasserstoff

Die Schweiz wird künftig auf Wasserstoffimporte angewiesen sein, weshalb ein grenzüberschreitender Handel von Wasserstoff mit den EU-Nachbarstaaten zentral sein wird. Dabei ist es wichtig, dass Standards und Herkunftsnachweise für Wasserstoff international harmonisiert werden. Die EU-Kommission hat 2023 zwei delegierte Kommissionsverordnungen zur EU-Definition von erneuerbarem Wasserstoff final verabschiedet. Der erste Rechtsakt definiert, unter welchen Bedingungen wasserstoff-basierte Energieträger unter der Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED) als Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO) angerechnet werden können. Der zweite Rechtsakt definiert eine Methodologie zur Berechnung der Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von RFNBO. Die Kommission schätzt, dass unter den nun veröffentlichten Definitionen bis 2030 500 TWh erneuerbare Stromproduktion notwendig sein wird, um das Ziel von 10 Mio. Tonnen erneuerbarer Wasserstoff bis 2030 in der EU zu erreichen.

Die EU arbeitet an einem Wasserstoff- und Gasmarktdekarbonisierungspaket, welches den dringend benötigten Gesetzesrahmen für notwendige Investitionen in ein europäisches Kernnetz für Wasserstoff (sog. European Hydrogen Backbone) und die Produktion von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Wasserstoff sowie Biomethan schaffen soll. Das Paket besteht aus einem Vorschlag für eine Verordnung und einem Vorschlag für eine Richtlinie, mit denen gemeinsame Binnenmarktvorschriften für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff festgelegt werden. Die Vorschläge zielen darauf ab, einen Rechtsrahmen für eine spezielle Wasserstoffinfrastruktur und spezielle Wasserstoffmärkte und eine integrierte Netzplanung zu schaffen. Darüber hinaus werden Vorschriften für den Verbraucherschutz eingeführt, und es wird die Versorgungssicherheit gestärkt. Im Paket sollen die Standpunkte zum künftigen Gas- und Wasserstoffmarkt festgelegt werden. Unter anderem soll festgelegt werden, wie Gas- und Wasserstoffnetze voneinander entflochten werden und dass die Beimischung von Wasserstoff an Grenzübergangspunkten auf einen Volumenanteil von 2 Prozent beschränkt wird, um eine harmonisierte Gasqualität zu gewährleisten. Zudem soll erneuerbarer und kohlenstofffreier Wasserstoff über weitgehende Rabatte bei Netzeinspeise- und Übertragungsnetztarifen gefördert werden.

Der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur in der EU wird mit verschiedenen Förderprogrammen, wie bspw. Projects of Common Interest (PCI) oder Important Projects of Common European Interest (IPCEI) staatlich stark unterstützt. Für den Import von Wasserstoff von ausserhalb der EU wird eine europäische Wasserstoffbank geschaffen. Die Wasserstoffbank basiert auf der deutschen Initiative H2Global, bei welchem über eine angebotsseitige Ausschreibung Wasserstoff beschafft und eine nachfrageseitige Ausschreibung Wasserstoff verkauft wird. Die allfällige Differenz zwischen Angebots- und Nachfragegebot wird über staatliche Mittel finanziert (Quelle: Europäische Kommission, 2021).

### 9.3 Internationale Klimapolitik

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November 2022 zur 27. UNO-Klimakonferenz in Sharm el-Sheik (COP27) getroffen. An der Konferenz sollte ein konkretes Arbeitsprogramm für den Klimaschutz verabschiedet werden. Dazu hatten sich die Staaten an der letztjährigen COP26 in Glasgow verpflichtet. An der COP27 haben sich die Staaten auf ein solches Programm für die Zeit bis 2026 geeinigt. Dieses nimmt aber die Länder mit dem grössten Treibhausgas-Ausstoss nicht spezifisch in die Pflicht. Die Schweiz bedauert diesen Entscheid. Sie wird sich dafür einsetzen, dass auch diese Länder ihren Beitrag leisten, damit das 1,5 Grad-Ziel noch erreicht werden kann. Keine Beschlüsse wurden hingegen zum Ausstieg aus Kohle und dem Abbau der Subventionen für Erdöl und Erdgas gefällt. Insbesondere grosse Schwellenländer mit dem grössten Treibhausgas-Ausstoss lehnten ein entsprechendes Arbeitsprogramm und die Verpflichtung zu Umsetzungsplänen ab. Konkrete Massnahmen, um die weltweiten Finanzflüsse auf das 1,5 Grad-Ziel auszurichten, wurden von einer Gruppe von Entwicklungsländern abgelehnt. Der Klimawandel trifft die ärmsten Länder und Inselstaaten besonders stark. An der COP27 haben die Länder einen neuen Fonds beschlossen, der die verletzlichsten Länder im Umgang mit Schäden aus dem Klimawandel (z.B. Fluten oder Dürreperioden) unterstützen soll. Die Schweiz hat sich an der COP dafür eingesetzt, dass der Fonds den verletzlichsten Entwicklungsländern zugutekommen soll. Die Schweiz begrüsst die zusätzliche Hilfe grundsätzlich. Sie bedauert aber, dass wichtige Fragen nicht geklärt wurden. So bleibt zum Beispiel offen, welche Länder Beiträge an den Fonds leisten sollen, wie die Gelder verteilt werden und wer den Fonds verwaltet. Die Schweiz wird sich dafür einsetzen, dass diese Fragen so rasch wie möglich geklärt werden. Wichtige Fortschritte wurden bei der Umsetzung des Santiago Netzwerks erzielt. Dieses Netzwerk aus UNO-Institutionen und NGOs kann ab sofort von Klimakatastrophen besonders betroffene Länder mit technischer Hilfe unterstützen, wie zum Beispiel beim Aufbau von Frühwarnsystemen.

Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Alle 197 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 195 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgas-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 hatten Bundesrat und Parlament eine Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes beschlossen. Nachdem die Schweizer Stimmbürger die erste Vorlage im Juni 2021 abgelehnt hatte, verabschiedete der Bundesrat im September 2022 die neue Botschaft zum revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetz. Seit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung.

Ende März 2023 veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) seinen Synthesebericht des 6. Evaluationszyklus. Der Synthesebericht enthält eine Zusammenfassung des Wissensstandes über den Klimawandel, seiner Auswirkungen und Risiken im Allgemeinen sowie der Chancen, die Treibhausgasemissionen zu vermindern und sich an die Folgen des Klimawandels anzupassen. Er wird Basis sein für die nächste Kli-

makonferenz in Dubai im Dezember 2023 (COP 28), an der die Mitgliedstaaten, wie im Pariser Übereinkommen vorgesehen, die Fortschritte im Kampf gegen den Klimawandel zum ersten Mal im sogenannten Global Stocktake überprüfen. Die Schweiz setzt sich dafür ein, dass daraus Handlungsempfehlungen für das Erreichen der Ziele des Übereinkommens abgeleitet werden. Diese sollen für alle Länder gelten und insbesondere Länder mit einem hohen Treibhausgas-Ausstoss einschliessen. Auf dem Programm steht weiter das Arbeitsprogramm zur Verminderung des Treibhausgas-Ausstosses der Länder. In diesem Zusammenhang soll an der COP28 ein Beschluss zum weltweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz gefasst werden. Weiter arbeitet die Schweizer Delegation darauf hin, dass Beschlüsse zum Ausstieg aus Kohle, Öl und Gas bis 2050 gefasst werden. Letztendlich wird sich die Schweiz dafür engagieren, dass der Fonds für Verluste und Schäden den ärmsten und vom Klimawandel besonders betroffenen Ländern zugutekommt. Die Finanzierung soll verursachergerecht ausgestaltet werden und der Fonds soll die bestehenden Instrumente der Katastrophen- und der humanitären Hilfe ergänzen (Quellen: Bundesrat, 2023h+2022e+2021a+c+2019b / UVEK, 2021 / BAFU, 2022b / IPCC, 2021+2023).

## 9.4 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Die Schweiz verhandelte seit 2007 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Seit Mitte 2018 ruhen die Verhandlungen, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Am 26. Mai 2021 entschied der Bundesrat, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Im Februar 2022 verabschiedete er die Stossrichtung für ein Verhandlungspaket mit der EU. Offene Punkte mit der EU will die Landesregierung gemäss seiner Stossrichtung auf der Grundlage eines breiten Paketansatzes angehen. Mit dem Paketansatz will die Schweiz den Zugang zum EU-Markt und gegenseitige Kooperation sichern. Er umfasst die Bereiche bisheriger Abkommen – Personenfreizügigkeit, Landverkehr, Luftverkehr, Landwirtschaft und technische Handelshemmnisse MRA – und drei neue Abkommen in den Bereichen Strom, Lebensmittelsicherheit und Gesundheit. Nach mehreren Sondierungsgesprächen zwischen der Schweiz und der EU verabschiedete der Bundesrat am 21. Juni 2023 die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat mit der EU. Diese präzisieren die Bereiche, die das Mandat abdecken soll, seine allgemeinen und konkreten Ziele sowie den Handlungsspielraum für die Wahrung der Interessen der Schweiz. Der Bundesrat bereitet sich bis Ende 2023 auf die Verabschiedung des Verhandlungsmandats vor.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentilateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarktintegration, Netzbetrieb, Stromversorgungssicherheit und Zukunft des Energiesystems. Ende März 2022 unterzeichneten die Penta-Länder eine gemeinsame Erklärung, um die Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Bereits Anfang Dezember 2021 hatten die Staaten gemeinsam eine Absichtserklärung zur Stromkrisenvorsorge unterzeichnet («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Diese ebnete den Weg für die weitere Zusammenarbeit der Penta-Länder in der Stromkrisenvorsorge und sieht unter anderem vor, dass die Länder regelmässig gemeinsame Übungen zur Bewältigung von Stromkrisen durchführen. Ein letzte solche Übung hat im Oktober 2023 in Den Haag stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter des BWL, der EICom, von Swissgrid und des BFE daran teil. Im Winter 2022/2023 fanden im Rahmen des Penta-Forums mehrere ad-hoc-Sitzungen auf verschiedenen Ebenen zur Diskussion und Umsetzung von Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise statt.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich: Angesichts des russischen Angriffs auf die Ukraine und der angespannten Strom- und Gasversorgung sowie der Verwerfungen auf den Energiemärkten stand die Energieversorgungssicherheit im Rahmen der bilateralen Treffen stets auf der Agenda. Im Frühling 2022 traf die damalige UVEK-Vorsteherin Simonetta Sommaruga ihre Amtskollegen aus den

Niederlanden und Italien. Im Mai traf die Bundesrätin im Rahmen des WEF den deutschen Vizekanzler Robert Habeck. Im Zentrum standen die gegenseitigen Solidaritätsbemühungen im Falle eines Energieengpasses. Anfang Jahr 2023 trafen sich der neue UVEK-Vorsteher Albert Rösti sowie Wirtschaftsminister Guy Parmelin am Weltwirtschaftsforum in Davos ebenfalls mit dem deutschen Vizekanzler, wo die Minister Fragen zum Thema Versorgungssicherheit diskutierten. Sie wurden sich unter anderem einig, dass es im Gasbereich kein bilaterales Abkommen zwischen der Schweiz und Deutschland braucht. Stattdessen soll ein trilaterales Solidaritätsabkommen zwischen Italien, Deutschland und der Schweiz ausgehandelt werden. Dazu reiste Bundesrat Albert Rösti im Juli 2023 zu seinem italienischen Amtskollegen Gilberto Pichetto Fratin. Bei der Versorgung mit Gas und Strom pflegen beide Länder aus geografischen und logistischen Gründen (Verbundnetze) eine enge Partnerschaft. Die beiden Energieminister unterzeichneten eine Absichtserklärung zur Gasversorgungssicherheit, welche es der Schweiz ermöglichen würde, die Gasversorgung im Fall einer unterbrochenen Gaszufuhr aus Deutschland sicherzustellen.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der *Internationalen Energieagentur (IEA)*. Ende 2022, Anfang 2023 fand die Tiefenprüfung der Schweiz durch ein IEA-Expertenteam statt. Der Schlussbericht der Tiefenprüfung wurde im September 2023 in Bern unter Beisein von Bundesrat Albert Rösti öffentlich vorgestellt. Die IEA empfiehlt der Schweiz u.a. den Umbau ihres Energiesystems zu einem dekarbonisierten Energiesystem rascher voranzutreiben, die Bewilligungsverfahren für Energieinfrastrukturen zu beschleunigen, Energieeffizienzmassnahmen in allen relevanten Politiken konsequent zu berücksichtigen und die Stromversorgungssicherheit über eine Integration in den europäischen Strommarkt und ein Stromabkommen zu stärken. Der Bundesrat hat im November 2022 beschlossen, dem modernisierten *Energiechartavertrag*<sup>78</sup> zuzustimmen. In mehreren Verhandlungsrunden hatte sich die Schweiz dafür eingesetzt, dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Mangels einer Position der EU hat die Energiechartakonferenz – das höchste Leitungsgremium des Energiechartavertrags – dem modernisierten Vertrag noch nicht zugestimmt. Verschiedene EU-Mitgliedsländer machen geltend, dass auch der revidierte Energiechartavertrag ihren Klimazielen zuwiderlaufe, insbesondere der in der Charta vorgesehene Schutz von Investitionen in fossile Energien. Nachdem Italien bereits 2016 aus dem Vertrag ausgetreten ist, haben seit Herbst 2022 Deutschland, Frankreich, Polen, Luxemburg, Niederlande, Spanien, Slowenien, Dänemark, Portugal und Irland einen Ausstieg aus der Energiecharta angekündigt oder notifiziert. EU und EURATOM verbleiben aber weiter Vertragsparteien so lange der Rat der EU nicht einen Austritt beschliesst. Im Oktober 2022 organisierte die Schweiz zusammen mit der *Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA)* die internationale Konferenz zur Wasserkraft in Entwicklungsländern. Ferner hielt die Schweiz noch bis Ende 2022 Einsitz im Rat der IRENA. Ebenfalls führt die Schweiz zusammen mit Costa Rica eine Staatengruppe innerhalb der IRENA an, um weltweit mehr Wasserkraft zu entwickeln. Des Weiteren engagierte sich die Schweiz bei der *UNO Genf*, insbesondere beim nachhaltigen Energiekomitee der Wirtschaftskommission für Europa (UNECE) in den Bereichen digitale Innovationen, Anwendung der künstlichen Intelligenz für die Erarbeitung von klimaneutraler Energiepolitik und technische Zusammenarbeit mit ehemaligen Sowjetrepubliken. Darüber hinaus wirkte die Schweiz bei der *Internationalen Atomenergie-Agentur (IAEA)* der UNO mit. Im Zentrum des Interesses der Schweiz liegen insbesondere die Themen der weltweiten nuklearen Sicherheit und Sicherung, Safeguards, die technische Kooperation sowie die Unterstützung der Mitgliedsländer durch nuklearwissenschaftliche Methoden, beispielsweise in den Bereichen Medizin, Wasser und Landwirtschaft. (Quellen: Bundesrat 2021d+2022b+2023f / UVEK, 2022+2023).

<sup>78</sup> Beim Energiechartavertrag (Energy Charter Treaty, ECT) handelt es sich um ein völkerrechtlich verbindliches Investitionsschutz- und Transitabkommen im Energiesektor zwischen 53 Staaten. Der Vertrag ist 1998 in Kraft getreten.

## Literatur- und Quellenverzeichnis

Avenergy Suisse (2023): Jahresberichte 2013-2022.

BAFU (2022a): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's eighth national communication and fifth biennial report under the UNFCCC.

BAFU (2022b): Bundesamt für Umwelt: COP27: Staaten beschliessen neuen Fonds für Klimaschäden der verletzlichsten Länder, Medienmitteilung zum Abschluss der 27. Klimakonferenz in Sharm el-Sheik.

BAFU (2023): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2021.

BAZG (2023): Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2023.

BAZL (2023): Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2022 im Rahmen des Treibhausgasinventars.

BFE (2014): Bundesamt für Energie, 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 (2021): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2018 und 2019.

BFE (2022a): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2021.

BFE (2022b): Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen

BFE (2023a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022.

BFE (2023b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2022.

BFE (2023c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022.

BFE (2023d): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2022.

BFE (2023e): Bundesamt für Energie, Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen und leichten Nutzfahrzeuge 2022.

BFE/EICom/BWL (2022): Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/202.

BFE/Swissgrid (2023): Informationen zum Status von Netzprojekten.

BFS (2023a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2022.

BFS (2023b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2022.

BFS (2023c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2022.

BFS/BAFU/ARE (2023): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.

Bundesblatt (2022): Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), BBl 2022 2403.

Bundesblatt (2023): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBl 2023 2301.

Bundesrat (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 7561.

Bundesrat (2016): Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBl 2016 3865.

- Bundesrat (2019a): Bundesrat beschliesst Paket zur Senkung des Treibhausgas-Ausstosses in der Bundesverwaltung, Medienmitteilung vom 3. Juli 2019.
- Bundesrat (2019b): Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, Medienmitteilung vom 28. August 2019.
- Bundesrat (2019c): Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBI 2019 7203.
- Bundesrat (2020): Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032, BBI 2020 1961.
- Bundesrat (2021a): Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
- Bundesrat (2021b): Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2021 1666.
- Bundesrat (2021c): Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik), BBI 2021 1972.
- Bundesrat (2021d): Das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU wird nicht abgeschlossen, Medienmitteilung vom 26. Mai 2021.
- Bundesrat (2022a): Bundesrat genehmigt Szenariorahmen für Stromnetzplanung 2030/2040, Medienmitteilung vom 23. November 2022.
- Bundesrat (2022b): Beziehungen zur EU: Der Bundesrat legt Stossrichtung für Verhandlungspaket fest, Medienmitteilung vom 25. Februar 2022.
- Bundesrat (2022c): Energiestrategie 2050, Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings.
- Bundesrat (2022d): Der Bundesrat empfiehlt die Umschaltung von Zweistoffanlagen, Medienmitteilung vom 23. September 2022.
- Bundesrat (2022e): 27. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 17. August 2022.
- Bundesrat (2022f): Botschaft zur Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2024, BBI 2022 2651.
- Bundesrat (2023a): Vernehmlassungsvorlage zum Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEETER (SWiss research for the EnErgy Transition an Emissions Reduction) für die Jahre 2025-2036.
- Bundesrat (2023b): Bundesrat verabschiedet Totalrevision des Konzeptteils des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL), Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
- Bundesrat (2023c): Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen; Medienmitteilung vom 22. Juni 2023.
- Bundesrat (2023d): Bundesrat setzt Verordnungsänderung zur Umsetzung der Solaroffensive in Kraft; Medienmitteilung vom 17. März 2023.
- Bundesrat (2023e): Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
- Bundesrat (2023f): Der Bundesrat verabschiedet die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat mit der EU, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.
- Bundesrat (2023g): Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBI 2023 1602.
- Bundesrat (2023h): 28. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 22. September 2023.

- Bundesrat (2023i): Bundesrat legt für den Winter 2023/24 wiederum ein freiwilliges Gassparziel fest, Medienmitteilung vom 22. September 2023.
- Bundesrat (2023j): Sicherstellung der Lieferkapazitäten für Erdgas, Medienmitteilung vom 29. September 2023.
- Bundesrat (2023k): Bundesrat will den Ausbau der Stromnetze beschleunigen, Medienmitteilung vom 22. November 2023.
- Bundesrat (2023l): Wirtschaftliche Landesversorgung baut Gas-Monitoring auf, Medienmitteilung vom 10. Mai 2023.
- BWL (2023a): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Trockenheit beeinträchtigt Mineralölversorgung der Schweiz, Medienmitteilung vom 22. Juli 2022.
- BWL (2023b): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Zweite Pflichtlagerunterschreitung für Mineralölprodukte, Medienmitteilung vom 18. August 2022.
- BWL (2023c): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Versorgung der Schweiz mit flüssigen Treib- und Brennstoffen wieder sichergestellt, Medienmitteilung vom 17. Oktober 2023.
- BWL (2023d): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Bericht zur Vorratshaltung.
- COM(2016) 860 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
- COM(2019) 640 final: Mitteilung der Kommission zum europäischen Grünen Deal.
- COM(2020) 456 final: Communication from the Commission, Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation.
- COM(2021) 550 final: Mitteilung der Kommission «Fit für 55»: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030.
- COM(2021) 660 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support.
- COM(2022) 547 final: Bericht zur Lage der Energieunion 2022.
- COM(2022) 230 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, REPowerEU Plan
- COM(2022) 360 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «Save gas for a safe winter»
- COM(2022) 361 final: Vorschlag für eine Verordnung des Rates über koordinierte Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage.
- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, i.A. des BAFU.
- Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.
- EFV (2023): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2022.
- Eicher + Pauli (2023): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2022, i.A. des BFE.
- EICom (2023a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2022.
- EICom (2023b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.
- EICom (2023c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Markttransparenz 2022.
- EICom (2023d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Termin- und Spotmarktberichte.
- EICom (2023e): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.
- EICom (2023f): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2022.

- ENTSO-E (2022): European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2022 Edition.
- EU (2022a): European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2022.
- EU (2022b): European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2022.
- Europäische Kommission (2021): Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen: Kommission schlägt neuen EU-Rahmen vor.
- Europäische Kommission (2023): Reform des EU-Strommarktes – für mehr erneuerbare Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit.
- Eurostat (2023): Preliminary 2022 data for energy show mixed trends.
- Innosuisse (2023): Website und Auskünfte zur «Flagship Initiative».
- Interface/Joanneum Research (2022): Evaluation des Förderprogramms Energie. Schlussbericht zuhanden der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung Innosuisse.
- IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.
- IPCC (2023): Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
- KliK (2023): Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub> Kompensation KliK, Jahresbericht 2022.
- 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 (2022a): International Energy Agency, Coal 2022: Analysis and Forecasts to 2025.
- OECD/IEA (2022b): International Energy Agency, Coal in Net Zero Transitions.
- OECD/IEA (2023a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2022.
- OECD/IEA (2023b): International Energy Agency, Oil 2023: Analysis and Forecasts to 2028.
- OECD/IEA (2023c): International Energy Agency, Global Gas Security Review 2023; including the Gas Market Report, Q3-2023.
- OECD/IEA (2023d): International Energy Agency, Electricity Market Report Update, Outlook for 2023 and 2024.
- Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, i. A. des BFE.
- Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung, i. A. des BFE.
- Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020): Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
- Prognos/TEP/Infras (2023a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
- Prognos/TEP/Infras (2023b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
- SBFI (2023): Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation, Webseite zum aktuellen Stand Horizon Europe.
- Swissgas/VSG (2023): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.
- Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.
- Swissgrid (2023a): Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025, Bericht zu Handen des UVEK, i.A. der EICom.

Swissgrid (2023b): Geschäftsbericht 2022.

Swissolar (2023): Markterhebung Sonnenergie 2022, i. A. des BFE.

Universität Basel/ETHZ/Consentec (2022): Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i.A. des BFE.

UVEK (2021): Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft.

UVEK (2022): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

UVEK (2023): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

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

VNB (2023): Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.

VSG (2023): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2022.

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

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Zielsetzungen Energiestrategie 2050.....	12
<b>Abbildung 2:</b> Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung) .....	14
<b>Abbildung 3:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert).....	16
<b>Abbildung 4:</b> Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) .....	17
<b>Abbildung 5:</b> Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (in GWh) .....	18
<b>Abbildung 6:</b> Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr .....	20
<b>Abbildung 7:</b> Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert).....	21
<b>Abbildung 8:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen) .....	22
<b>Abbildung 9:</b> Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %) .....	24
<b>Abbildung 10:</b> Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken .....	25
<b>Abbildung 11:</b> Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen.....	26
<b>Abbildung 12:</b> Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken).....	27
<b>Abbildung 13:</b> PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage).....	28
<b>Abbildung 14:</b> Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2023) .....	33
<b>Abbildung 15:</b> Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2023 in Jahren .....	34
<b>Abbildung 16:</b> Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) .....	40
<b>Abbildung 17:</b> Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz .....	41
<b>Abbildung 18:</b> Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.) .....	42
<b>Abbildung 19:</b> Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern .....	43
<b>Abbildung 20:</b> Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last .....	44
<b>Abbildung 21:</b> Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage) .....	45
<b>Abbildung 22:</b> Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch .....	46
<b>Abbildung 23:</b> Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten.....	47
<b>Abbildung 24:</b> Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %) .....	48
<b>Abbildung 25:</b> Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2022 .....	53
<b>Abbildung 26:</b> Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	54
<b>Abbildung 27:</b> Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes.....	55
<b>Abbildung 28:</b> Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI).....	56
<b>Abbildung 29:</b> Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	58
<b>Abbildung 30:</b> Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE).....	59
<b>Abbildung 31:</b> Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %) ....	60
<b>Abbildung 32:</b> Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %) .....	61

<b>Abbildung 33:</b> Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte .....	62
<b>Abbildung 34:</b> Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger .....	65
<b>Abbildung 35:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet) .....	68
<b>Abbildung 36:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet) .....	69
<b>Abbildung 37:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh) .....	71
<b>Abbildung 38:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh) .....	72
<b>Abbildung 39:</b> Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l) .....	73
<b>Abbildung 40:</b> Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter) .....	74
<b>Abbildung 41:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf (in t CO <sub>2</sub> pro Kopf).....	76
<b>Abbildung 42:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO <sub>2</sub> ).....	77
<b>Abbildung 43:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert) .....	78
<b>Abbildung 44:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert).....	79
<b>Abbildung 45:</b> Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) .....	81