



09. März 2023

Erneuerbare Energien

Bericht zuhanden der UREK-S

22.061 s Revision des CO₂-Gesetzes nach 2024

1 Einleitung und Ausgangslage

An ihrer Sitzung vom 10. November 2022 hat die UREK-S die Verwaltung beauftragt, verschiedene Fragen rund um das Thema Erneuerbare Energien zu beantworten.

2 In vielen Bereichen werden CO₂-Emissionen gesenkt. Kann die Verwaltung uns eine Übersicht über alle Projekte geben? Was sind zum Beispiel die Auswirkungen der Massnahmen gegen eine Strommangellage auf den CO₂-Ausstoss?

Die CO₂-Gesetzgebung und die Berichterstattung zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Schweiz unterscheiden in der Regel die folgenden Sektoren: Gebäude, Verkehr, Industrie und Übrige. Der Sektor Gebäude umfasst primär die Emissionen aus der Wärmebereitstellung in Wohn- und Dienstleistungsgebäude. Der Sektor Verkehr beinhaltet den Strassen- und Schienenverkehr sowie den inländischen Flugverkehr. Der Sektor Industrie enthält die Emissionen aus industriellen Prozessen, aus der Bereitstellung von Prozesswärme sowie die Emissionen aus der Kehrlichtverbrennung. Der Sektor Übrige schliesslich fasst die Emissionen aus der Landwirtschaft, aus dem Sektor Abfall (ohne Kehrlichtverbrennung) sowie von synthetischen Gasen zusammen. Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren seit 1990.

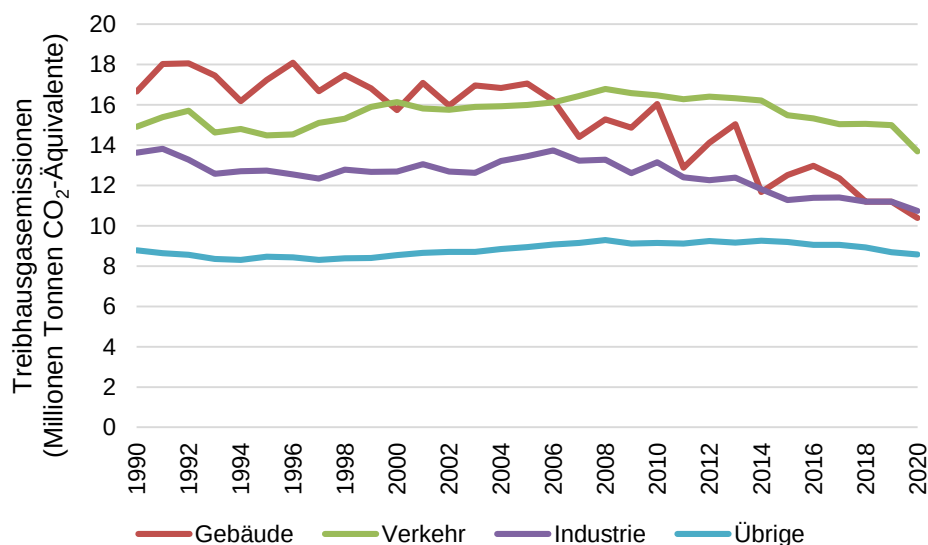


Abbildung 1: *Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie, Übrige in der Schweiz (in MtCO₂-Äq)*

Die Emissionen der Gebäude weisen eine abnehmende Tendenz auf. Dies obwohl die Energiebezugsflächen sowohl bei den Haushalten als auch bei den Dienstleistungen stetig zugenommen haben. Dank verbesserten Isolationsstandards bei Neu- und Umbauten, der energetischen Sanierung alter Häuser und dem vermehrten Ersatz von Heizöl durch Erdgas und nicht-fossile Energieträger (wie Wärmepumpen, Holz, etc.) für die Gebäudeheizungen nahm die Treibhausgasintensität der Gebäude markant ab. Doch der Grossteil der Gebäude in der Schweiz wird noch immer mit fossilem Heizöl oder Gas beheizt.

Die grössten Anteile der Emissionen im Sektor Verkehr stammen vom Personenverkehr (Personenwagen, Motorräder, Reisebusse), gefolgt vom Güterverkehr (Lastwagen und Lieferwagen). Hier dominieren die fossilen Treibstoffe nach wie vor. Die Emissionen sind seit 1990 deshalb nur in geringem Umfang gesunken. Der übrige Verkehr (Bahn, Schifffahrt, Linienbusse, Pipelinetransport, Militär inklusive militärische Flüge, Tanktourismus und statistische Differenz) sowie der nationale Flugverkehr (zivile Inlandsflüge) tragen in geringerem Ausmass zu den Emissionen aus dem Sektor Verkehr bei. Die Emissionen aus dem internationalen Flug- und Schiffsverkehr sind übereinstimmend mit den Richtlinien der UNO-Klimakonvention im nationalen Emissionstotal und damit auch im hier gezeigten Sektor Verkehr nicht enthalten.

Die Treibhausgasemissionen des Sektors Industrie bestehen, wie auch im Gebäude- und Verkehrssektor, mehrheitlich aus Kohlendioxid (CO₂). Sie entstehen bei der energetischen Nutzung fossiler Energieträger, der Verbrennung von Abfällen (Kehricht- und Sondermüllverbrennungsanlagen, alternativer Brennstoff in industriellen Feuerungen) sowie prozessbedingt bei der Herstellung von Zement. Im Sektor Industrie ebenso enthalten sind die Emissionen aus Bau- und Industriemaschinen. Die Emissionen sind insgesamt tendenziell rückläufig. Im Zusammenhang mit der Ukraine-Krise und den hohen Gaspreisen wurden Zweistoffanlagen vermehrt von Gas auf Heizöl umgestellt, was die Emissionen des Industriesektors kurzfristig wieder leicht ansteigen lassen dürfte.

Bei den Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft handelt es sich vorwiegend um Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Von den Methanemissionen werden mehr als 80 Prozent von der Nutztierhaltung (insbesondere Kühe und Rinder) verursacht. Die Lachgasemissionen entstehen hauptsächlich bei der Düngung landwirtschaftlich genutzter Böden und zu einem geringeren Anteil bei der Hofdüngerbewirtschaftung. Die CO₂-Emissionen tragen nur in geringerem Ausmass zu den Treibhausgasemissionen des Sektors Landwirtschaft bei. Sie sind hauptsächlich auf die Nutzung fossiler Energieträger in forst- und landwirtschaftlichen Fahrzeugen zurückzuführen. Diese Emissionen haben seit 1990 nur geringfügig abgenommen.

Deponien und Abwasserreinigungsanlagen dominieren die Treibhausgasemissionen aus dem Sektor Abfall. Seit der Einführung des Deponieverbots für brennbare Abfälle im Jahr 2000 gehen diese Emissionen stetig zurück. Synthetische Gase werden als Kältemittel in Kühlräumen, Kühlschränken und Klimaanlage verwendet, als elektrische Isolatoren und als Lösungsmittel sowie bei der Herstellung von Schaumstoffen. Die entsprechenden Emissionen haben zwischenzeitlich deutlich zugenommen, sind mittlerweile aber wieder rückläufig. Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen im Sektor Übrige damit seit 1990 nur wenig gesunken.

Die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr sind auch durch die bereits getroffenen klimapolitischen Massnahmen beeinflusst. Im Sektor Gebäude wirken primär die CO₂-Abgabe, das Gebäudeprogramm, die Kompensationspflicht der Treibstoffimporteure sowie die Massnahmen der Kantone. In der Industrie sind das Emissionshandelssystem, die CO₂-Abgabe sowie die Befreiung von der CO₂-Abgabe mit Verminderungsverpflichtung die Hauptinstrumente. Im Sektor Verkehr tragen die Emissionsvorschriften für neue Fahrzeuge sowie die Kompensationspflicht für die Importeure fossiler Treibstoffe zur Verminderung der Emissionen bei. Die Wirkung der Kompensationspflicht ist jedoch nicht auf den Sektor Verkehr beschränkt, weil auch Projekte ausserhalb des Verkehrs möglich sind. Möglich sind beispielsweise Massnahmen in den Kategorien Energieeffizienz, erneuerbare Energien, biologische Treibstoffe, Holzprodukte oder biologische und geologische

Speicherung von Kohlenstoff. Damit entfaltet das Instrument auch Wirkungen in den Sektoren Gebäude oder Industrie und in der Landwirtschaft.

Die Stromerzeugung in der Schweiz erfolgt nahezu CO₂-frei. Die wenigen anfallenden Emissionen sind im Sektor Industrie enthalten.

Die produktions- und netzseitigen Massnahmen zur Abwendung einer Strommangellage (Wasserkraftreserve, Reservekraftwerke/Notstromgruppen, Spannungserhöhung) haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoss der Schweiz. Zu den Reservekraftwerken gehören das neu erbaute, temporäre Kraftwerk in Birr (AG) mit mobilen Gasturbinen-Generatoren, sowie das bestehende thermische Kraftwerk (Cornaux 1) des Westschweizer Energieversorgungsunternehmens Groupe E.^{1,2} Beide Reservekraftwerke können mit Erdgas oder extraleichtem Heizöl betrieben werden. Sollte es tatsächlich zu einem Abruf von fossil betriebenen Reservekraftwerken oder Notstromgruppen kommen, hätte dies CO₂-Emissionen zur Folge. Diese belasten allerdings die CO₂-Bilanz der Schweiz gesamthaft nicht, da die Reservekraftwerke ins Emissionshandelssystem eingebunden sind und die Notstromgruppen zur Kompensation verpflichtet sind.

Die verbrauchsseitigen Massnahmen zur Abwendung einer Strommangellage (Energiesparziele, Energiesparkampagne) dürften voraussichtlich zu einer leichten Verringerung der Schweizer CO₂-Emissionen führen, da sie auf einen geringeren Verbrauch fossiler Energieträger abzielen. Wenn gesamteuropäisch aber von Gas- auf Kohlestrom umgestellt wird, erhöht dies die Emissionen.

3 Wie wird sich die Gesamtenergie-Bilanz der Schweiz entwickeln? Wie wird sich der Import und der Export der Energie über die nächsten 20 Jahren auf den einzelnen Energieträgern entwickeln?

In den Energieperspektiven 2050+³ wurden mögliche Technologie-Pfade untersucht, die zu einem Umbau des Energiesystems führen, welcher klimaneutral ist und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit gewährleistet. Der gesamte inländische Endenergieverbrauch wird im Haupt-Netto-Null-Szenario (ZERO Basis) bis 2040 auf 583 PJ und bis 2050 auf rund 523 PJ reduziert, was einer Reduktion um 23% bzw. 31 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Der Endenergieverbrauch pro Kopf sinkt damit auf 51 GJ/Einwohner im Jahr 2050 (Reduktion von 42% gegenüber dem Jahr 2019). Im Vergleich liegt der Endenergieverbrauch im Szenario «Weiter Wie Bisher» im Jahr 2040 bei 657 PJ und im Jahr 2050 bei 615 PJ (minus 13% bzw. 19 % ggü. 2019) und bei rund 60 GJ/Einwohner in 2050. Im Szenario «Weiter Wie Bisher» wird das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 nicht erreicht. Um die in den Netto-Null-Szenarien gesetzten Ziele zu erreichen, sind umfassende Massnahmen zur Effizienzsteigerung und Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Bereichen notwendig.

Besonders deutlich ist der Rückgang des erwarteten Endenergieverbrauchs im Szenario «ZERO Basis» im Verkehrssektor, welcher im Zeitraum 2019 bis 2050 mehr als 40% beträgt. Dies ist vor allem auf die Durchdringung von Elektrofahrzeugen und die höhere Effizienz der elektrischen Antriebe zurückzuführen. Weiter sinkt der Endenergieverbrauch auch durch Effizienzmassnahmen bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen und Geräten. Effizienzsteigerungen sind von hoher Bedeutung für das Gesamtsystem, da damit der Anstieg des Verbrauchs von Elektrizität und Biomasse beschränkt werden kann. Dies ist hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Stromsektor und der Einhaltung der Potenzialgrenzen des Biomasse-Einsatzes von hoher Bedeutung.

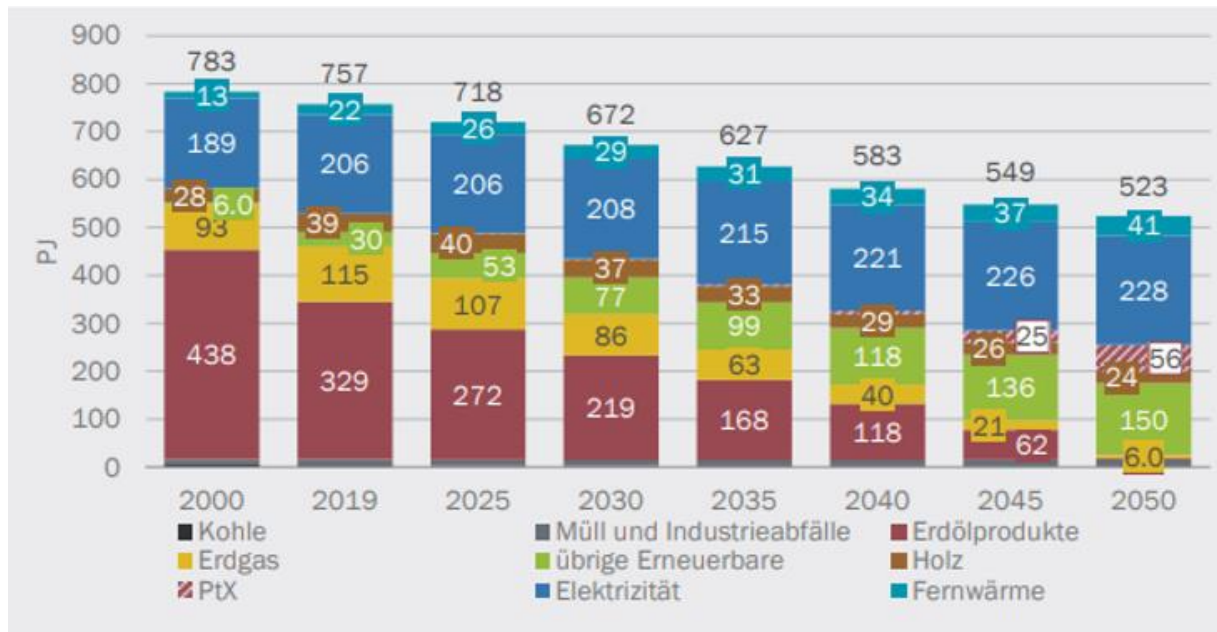
Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario «ZERO Basis» ist in der folgenden Abbildung 2 dargestellt. Der Verbrauch fossiler Energieträger sinkt bis 2050 deutlich, während sowohl der Elektrizitätsverbrauch als auch der Verbrauch von Fernwärme deutlich ansteigt. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch rund 43%. Daneben steigt der Verbrauch erneuerbarer Energieträger (insb. Umweltwärme und Biomasse), und es kommt langfristig zu einer stärkeren Durchdringung von strombasierten Energieträgern (synthetische Brenn-

¹ [2022.11.07 Faktenblatt BFE Reservekraftwerk Birr.pdf](#)

² [Energie: Bund unterzeichnet Vertrag für ein zweites Reservekraftwerk \(admin.ch\)](#)

³ Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021) Energieperspektiven 2050+, i.A. des Bundesamts für Energie BFE, Bern.

und Treibstoffe sowie Wasserstoff, PtX). Der Verbrauch von Holz ist in den Endverbrauchssektoren bis 2050 rückläufig, steigt jedoch im Umwandlungssektor (in Abbildung 2 nicht dargestellt) an. Die nachhaltigen Biomassepotenziale werden im Einklang mit der Holz- und Waldstrategie des Bundesrates insgesamt ausgeschöpft.



PtX: strombasierte Energieträger

übrige Erneuerbare: Biogas/Biomethan, Biotreibstoffe, Solarwärme, Umweltwärme und Abwärme

Abbildung 2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (Szenario «Zero-Basis», ohne internationalen Flugverkehr)

Eine ähnliche Entwicklung ist im Szenario «ZERO Basis» auch beim Bruttoenergieverbrauch zu sehen. Durch die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 wird der Bruttoenergieverbrauch mehr und mehr durch erneuerbare Energien dominiert. Dies beinhaltet erneuerbare Energien zur Strom- und Fernwärmeerzeugung, aber auch den Einsatz von Biomasse, Umweltwärme und Elektrizität in den Energienachfragesektoren. Fossile Energieträger und Kernbrennstoffe verlieren hingegen deutlich an Bedeutung und sind bis zum Jahr 2050 nur noch in geringen Mengen vorhanden.

Dank der starken Reduktion des Verbrauchs von Erdölprodukten geht die jährlich importierte Energiemenge in den nächsten 20-30 Jahren im Szenario «ZERO Basis» deutlich zurück (siehe Abbildung 3). Ansteigende Importe ergeben sich bei der Bioenergie (insbesondere Biomethan) und bei den strombasierten Energieträgern (Wasserstoff und synthetische Treibstoffe). Die Importe für diese Energieträger sind durch die nachhaltigen Potenziale und den Eigenbedarf der Nachbarländer begrenzt. Der Rückgang der Importe verringert die Auslandabhängigkeit. Die Auslandabhängigkeit nimmt von 75% im Jahr 2019 auf rund 24% im Jahr 2050 ab. Die Nettoimporte nach Energieträgergruppen sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

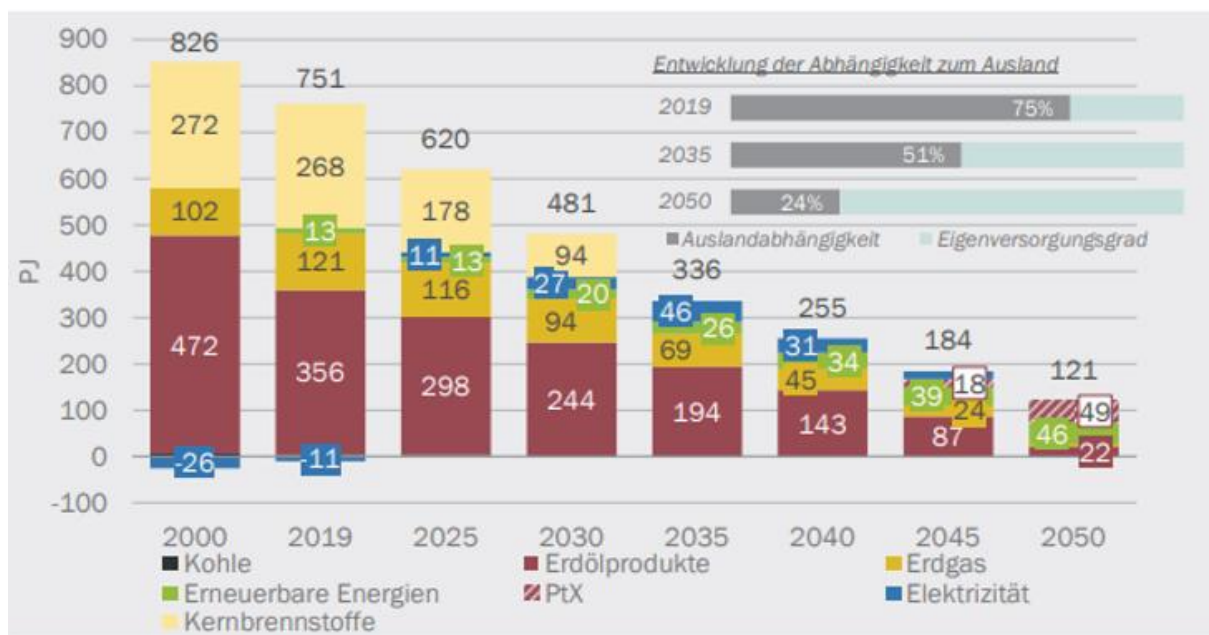


Abbildung 3: Entwicklung der Nettoimporte nach Energieträgergruppen und Auslandsabhängigkeit (Szenario «Zero-Basis», ohne internationalen Flugverkehr)

4 Kann die Verwaltung auch aufzeigen, wie die Lieferkette im Bereich der erneuerbaren Energieträger aussehen?

Biogene Treibstoffe

Als biogene Treibstoffe gelten Treibstoffe, die aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden. Im Jahr 2021 wurden 146 Mio. Liter Biodiesel, 83 Mio. Liter Bioethanol und 29 Mio. kg Biogas (Erdgasäquivalent) in den freien Verkehr überführt (inkl. beigemischter Bioanteil und inländische Biodiesel-Produktion). Diese Menge stellt weniger als 3% des in der Schweiz abgesetzten Treibstoffes dar. Über 95% der biogenen Treibstoffe werden importiert. Die untenstehende Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Herkunft der flüssigen biogenen Treibstoffe im Jahr 2021. Wichtige Herkunftsländer sind EU-Länder, Japan und China. Das Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit BAZG erstellt eine Statistik, welches die Inlandproduktion und den Import von verschiedenen biogenen Treibstoffen aufführt⁴.

Deutschland	27.4%
Japan	19.3%
Polen	14.9%
China	6.7%
Schweiz	6.6%
Frankreich	5.5%
Norwegen	4.5%
Andere ¹	15.2%

¹ Italien (4,2%), Vereinigte Staaten (4,0%), Schweden (4,0%), Österreich (2,8%); Belgien, Kanada und Finnland (<0,5%)

Tabelle 1: Herkunft der flüssigen biogenen Treibstoffe 2021 (Quelle: BAZG (Link))

⁴ [Statistik \(admin.ch\)](https://www.admin.ch/statistik)

Gemäss der aktuellen Mineralölsteuergesetzgebung (Art. 12b MinöStG und Art. 19a ff MinöStV) können biogene Treibstoffe von einer Steuererleichterung profitieren, wenn gewisse ökologische und soziale Anforderungen eingehalten werden (Steuererleichterung ist momentan bis zum 31.12.2024 befristet). Die ökologischen Anforderungen an biogene Treibstoffe bestehen gemäss Mineralölsteuerverordnung aus drei Kriterien, die den gesamten Lebensweg der Treibstoffe vom Anbau der Rohstoffe bis zum Endverbrauch betreffen:

- Die Treibhausgasemissionen, welche durch die biogenen Treibstoffe verursacht werden, müssen mindestens 40% niedriger sein, als jene von fossilem Benzin;
- Die Umweltbelastung darf im Vergleich zu fossilem Benzin nicht erheblich grösser sein; und
- Der Anbau der Rohstoffe darf keine Umnutzung von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand (insb. Wälder, Torfmoore, Feuchtgebiete) oder mit grosser biologischer Vielfalt (insb. Schutzgebiete) erfordern.

Heute werden fast ausschliesslich biogene Treibstoffe basierend auf Abfall- und Reststoffe in den steuerrechtlich freien Verkehr gebracht, die nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen.

Im Rahmen des Gesuchs um Mineralölsteuererleichterung müssen bei importierten Treibstoffen auch Angaben über den (gesamten) Handelsweg und den Warenfluss von der Treibstoffherstellung bis zum Importeur bzw. Import gemacht werden.

Biogas

In der Schweiz wurden 2021 rund 1'637 GWh Biogas produziert, je hälftig aus Klärgasanlagen (Vergärung von Klärschlamm) und Biogasanlagen (Vergärung von kommunalen und industriellen Abfällen und landwirtschaftlichen Substraten). Das Biogas wird in der Regel direkt vor Ort in einer Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage zu Strom und Wärme verwertet. Der Rest (2021 rund 23 Prozent) wird zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist. Dieses Biomethan wurde zu 88 Prozent als Heizgas und zu 12 Prozent als Treibstoff verkauft. Biomethan wird in die lokalen Verteilnetze eingespeist und vermischt sich mit dem Erdgas. Der grösste Teil des Biomethans bleibt auf dieser Netzebene. Dies ist auch der Fall für Biomethan, das im Ausland produziert wird. Ungefähr zwei Drittel des in der Schweiz den Endkunden gegenüber ausgewiesenen Biogas stammt aus dem Ausland (2021: 1'830 GWh; VSG, Jahresstatistik 2022), doch das Biogas gelangt physikalisch nicht in die Schweiz. Ein physischer Import ist unter den aktuell herrschenden Bedingungen nur über eine separate Rohrleitung oder per Tank möglich, was heute nicht praktiziert wird. Sollen Importe von erneuerbaren Gasen über das Gasnetz erfolgen, so muss dies bilanziell abgewickelt werden (virtueller Import). Beim virtuellen Import werden die erneuerbaren Gase nicht physisch als segregierte Ware nachgewiesen, sondern mittels einer separaten Dokumentation. Dazu erwirbt ein Schweizer Unternehmen für das im Ausland eingespeiste Biogas einen privatrechtlichen Nachweis auf dem freiwilligen Markt. Die Biomethanzertifikate kamen 2021 hauptsächlich aus Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Deutschland, der Niederlande und weiteren EU-Ländern (VSG, Jahresstatistik 2022). Heute wird das virtuell importierte Biogas gemäss Schweizer Gesetzgebung nicht als erneuerbarer Energieträger anerkannt. Die physisch via Gasnetz importierte Ware ist Erdgas, wird zollrechtlich als Erdgas behandelt und auf die importierte Menge wird die Mineralölsteuer und die CO₂-Abgabe erhoben. Ebenso wird die importierte und in der Schweiz verbrauchte Energie im Einklang mit den international harmonisierten Regeln in der Energiestatistik und im Treibhausgasinventar als Erdgas erfasst und wird nicht als erneuerbare Energie an energie- und klimapolitische Instrumente angerechnet.

Bemerkung zum vorhandenen Potenzial: Das Potenzial von Biogas wie auch von vielen Biomassearten ist in der Schweiz beschränkt. Obwohl der Schweizer Bedarf an Biogas im Vergleich zum vorhandenen Potenzial in Europa sehr klein ist, ist ungewiss, wieviel nachhaltig produziertes erneuerbares Gas importiert werden könnte.

5 Die Energiekosten sind ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit. Wie sehen weltweit die Energiepreise der Schweiz aus gegenüber unseren Wettbewerber Europa, USA, China, Singapur, u.s.w.?

Für die OECD-Länder erfasst die Internationale Energieagentur IEA die Energiepreise für Haushalte und Grosshandelskunden systematisch. Für China und Singapur liegen keine vergleichbaren Daten vor und wurden Abschätzungen gemacht.

Vergleich der Energiepreise von ausgewählten OECD Ländern mit der Schweiz

In den untenstehenden Abbildungen werden die Endkundenpreise (inklusive Steuern) für Industriekunden von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom in der Schweiz mit jenen von ausgewählten Nachbarländern dargestellt. Es handelt sich um jährliche Durchschnittswerte („twelve months average“, diese können von den tatsächlich bezahlten Preisen abweichen), nominale Preise, in US-Dollar anhand Marktwechselkursen umgerechnet.⁵ Zur Einordnung der Stichprobe werden die Preise in den Ländern zusätzlich mit dem OECD-Durchschnitt sowie mit dem jährlich günstigsten beziehungsweise teuersten Land der OECD verglichen. Zu beachten ist, dass der günstigste bzw. teuerste Preis nicht unbedingt jedes Jahr im gleichen Land zu finden ist. Diese Extremwerte dienen als Hinweise der Verteilung. Wichtige Treiber dieser Preise sind die Preisentwicklungen an den internationalen Rohstoffmärkten (insbesondere bei Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

⁵ Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann

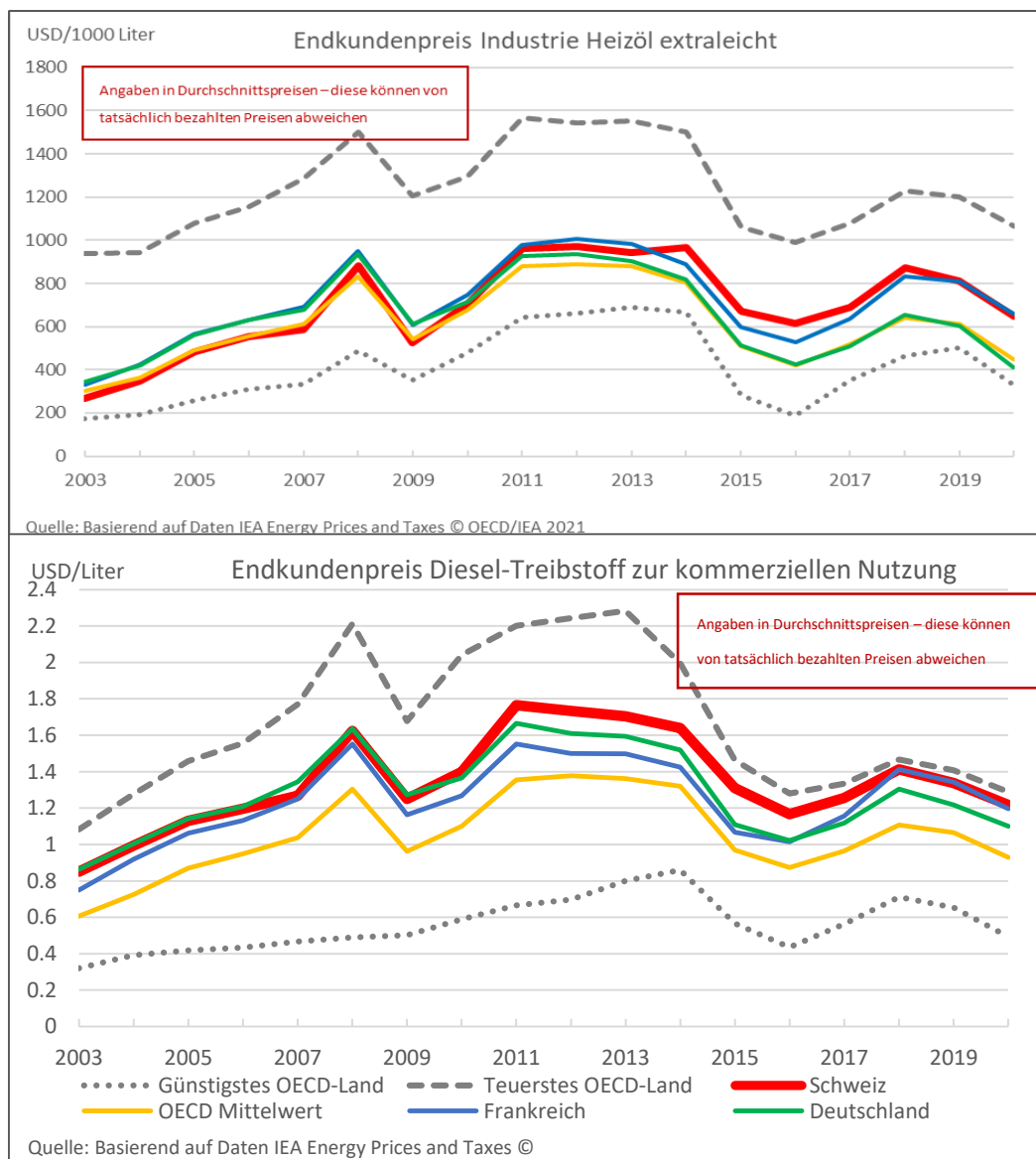


Abbildung 4: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

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 4). Der Preis für Schweizer Heizöl liegt in der gesamten Betrachtungsperiode, und auch im Jahr 2020 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise für Erdölprodukte sind im Corona-Pandemiejahr 2020 gegenüber dem Vorjahr weltweit und damit auch in der Schweiz deutlich gesunken. Eine Erklärung für den Anstieg der Schweizer Preise in den letzten Jahren im Verhältnis zu anderen Ländern könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 96 Franken pro Tonne CO₂ im Jahr 2018 liegen. Das Preisniveau für Diesel ist in der Schweiz höher als in Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt sanken die Preise letztes Jahr in allen betrachteten Ländern. Frankreich hat seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land.⁶

⁶ [OECD Energy Prices and Taxes quarterly - Data product - IEA](#)

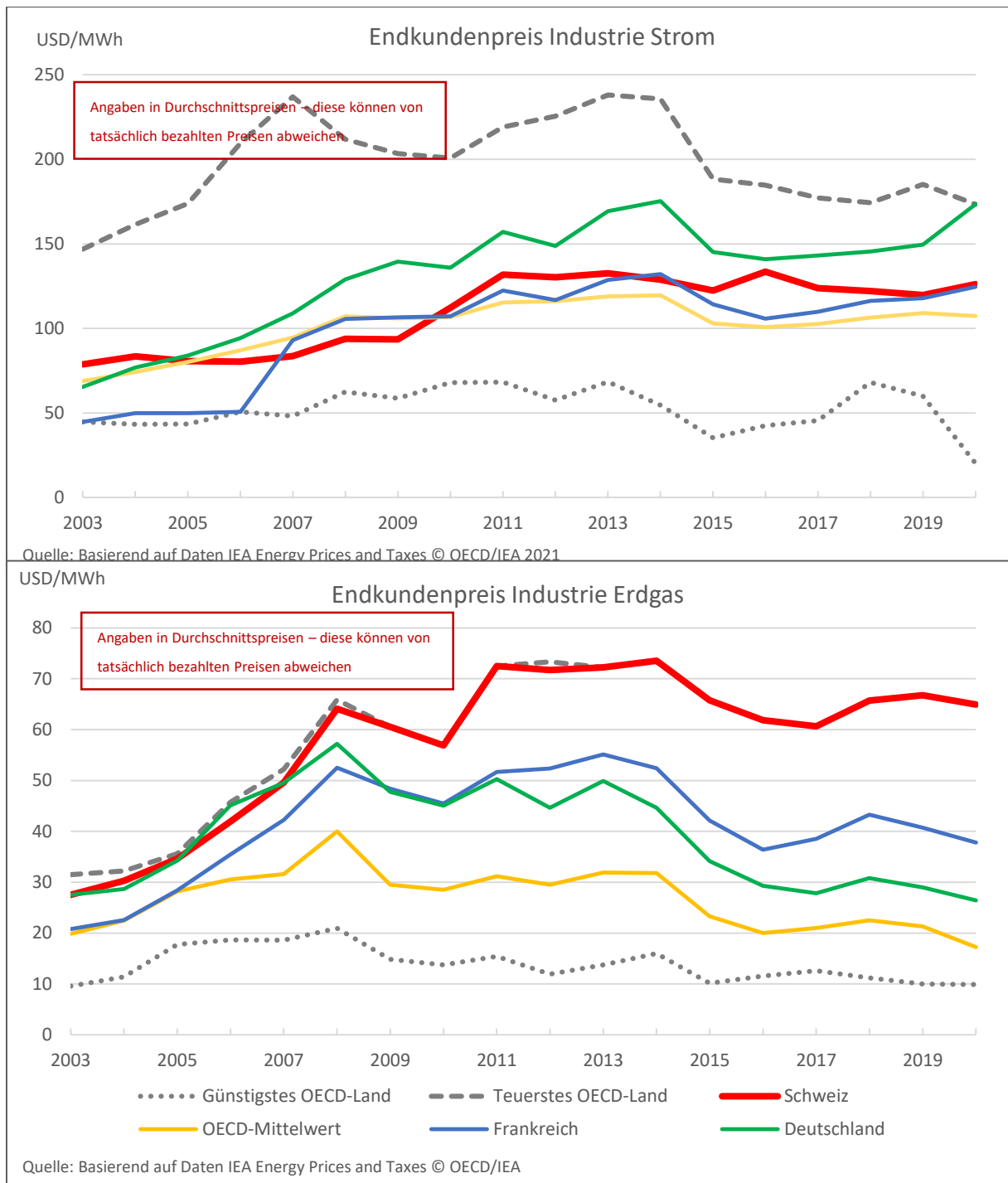


Abbildung 5: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der Strompreis hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche, sich seitwärts bewegende Tendenz auf (vgl. Abbildung 5). Das Preisniveau in der Schweiz ist nahe am OECD-Durchschnitt und jenem von Frankreich und es liegt tiefer als in Deutschland, welches im Jahr 2020 neu den höchsten Preis unter den OECD-Länder aufweist. Gemäss den OECD-Daten haben einzelne skandinavischen Länder wie Norwegen und Island die tiefsten Industriepreise, da sie einen Überschuss an Wasserkraft oder Geothermie haben. Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis

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

Energiepreise in Singapur und China

Für China und Singapur stellt die Energy Information Administration der USA systematische Daten zur Verfügung dar, jedoch vor allem zum Energieverbrauch und den Stromproduktionskapazitäten und nicht zu den Preisen. Bei den Preisen dieser Länder können Steuern oder gar Subventionen eine wichtige Rolle spielen. Anhand des Stromproduktionsmixes können die dominanten Primärenergieträger zur Abschätzung der Stromgestehungskosten herangezogen werden: wenn die Preise für Erdgas und Kohle steigen, steigen auch die Stromgestehungskosten. Gerade Singapur hat wenig erneuerbare Stromproduktion mit tiefen Grenzkosten und ist somit direkt den globalen Energiepreisen wie LNG ausgesetzt. Mit dem Wegfall der grossen russischen Erdgasleitungen nach Europa wird auch der europäische Strommarkt stärker durch die globalen LNG-Preise betroffen sein; somit werden die Grenzkosten für die Stromproduktion in Asien (OECD-Länder) und Europa konvergieren.

Die Nähe von Singapur zur Strasse von Malakka und zum Südchinesischen Meer sowie seine robusten interkontinentalen Handelsverbindungen haben es Singapur ermöglicht, sich zu einem wichtigen Energiehandels- und Raffineriezentrum in Asien zu entwickeln. Erdöl und andere Flüssigkeiten machen 86% des Primärenergieverbrauchs Singapurs aus, gefolgt von Erdgas mit 13%, das als LNG für die Stromproduktion importiert wird. Da sich Singapur als Energiehandelshub für fossile Energien (Oelprodukte und LNG) etabliert hat, kann davon ausgegangen werden, dass die Preise auch für den Inlandverbrauch kompetitiv sind. Wichtig ist aber, dass Singapur eine Treibstoffsteuer und auch eine CO₂-Steuer für grosse Emittenten hat.⁷

Ungefähr 95% des Stroms in Singapur werden aus importiertem Erdgas erzeugt, dessen Preise an die Ölpreise gekoppelt sind. Die Brennstoffkosten machen den grössten Bestandteil der Stromtarife in Singapur aus und werden anhand des Durchschnitts der täglichen Erdgaspreise in den ersten zweieinhalb Monaten des Vorquartals berechnet (gemäss dem Stromregulator EMA). Durch die global steigenden

⁷ IEA, 2022. Energy Prices - Database documentation

Erdgaspreisen im 2022 war auch der Stromsektor stark betroffen und grosse Energieversorger weigerten sich gemäss Medienberichten, weitere Kunden zu bedienen, bzw. es kam zu Stromabschaltungen. Singapur werden grundsätzlich hohe Strompreise für Haushalte nachgesagt.

Der Strommarkt in China ist traditionell vertikal integriert, wobei die Regierung das Monopol auf Erzeugung, Übertragung, Verteilung und die Anwendung eines Pauschaltarifs hatte. Aufgrund der schnellen Entwicklung seiner Wirtschaft und des Wachstums des Gesamtenergieverbrauchs, dessen Hauptantriebskraft der Stromverbrauch ist, hat China seit 1985 im Laufe der Jahre mehrere Preispolitiken eingeführt, um die Wirtschaftlichkeit und die Nutzungseffizienz zu verbessern und die Nachfrage nach Energie zu verringern.

Rund die Hälfte der chinesischen Stromproduktion basiert auf Kohle, und China ist auch für die Hälfte des globalen Kohleverbrauchs verantwortlich. Nachdem die Kohlepreise in den letzten zehn Jahren zwischen rund 50 und 100 Dollar pro Tonne variierten, sind sie im Jahr 2022 auf ein Vielfaches davon angestiegen. Gemäss Medienberichten sind unter anderem deshalb die Strom-Grossverbraucherpreise stark angestiegen.