



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieeffizienter Verkehr

Rapport du 4 juin 2025

Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme : indicateurs environnementaux 2025 de la production d'électricité et de carburant

**Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme :
indicateurs environnementaux 2025 de la production d'électricité et de carburant**

Date : 4 juin 2025

Lieu : Berne

Mandat :

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Mandataire :

treeze Ltd.
Kanzleistrasse 4
CH-8610 Uster
www.treeze.ch

Auteur :

Rolf Frischknecht, treeze Ltd., frischknecht@treeze.ch

Responsable de domaine de l'OFEN : Daniel Schaller, Spécialiste Efficacité énergétique des transports, daniel.schaller@bfe.admin.ch

Chef de programme de l'OFEN : Christoph Schreyer, Responsable Efficacité énergétique des transports, christoph.schreyer@bfe.admin.ch

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2025 der Strom- und Treibstoffbereitstellung

Autor
Rolf Frischknecht

Auftraggeber
Bundesamt für Energie BFE

Uster, 4. Juni 2025

Impressum

Titel	Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2025 der Strom- und Treibstoffbereitstellung
Autor	Rolf Frischknecht treeze Ltd., fair life cycle thinking Kanzleistr. 4, CH-8610 Uster www.treeze.ch Phone +41 44 940 61 91 info@treeze.ch
Auftraggeber	Bundesamt für Energie BFE
Haftungserklärung	Die hierin enthaltenen Informationen wurden aus Quellen zusammengestellt, die als zuverlässig gelten. Dennoch übernehmen weder der Autor noch seine Organisation keine Haftung für Verluste oder Schäden, die aus der Verwendung dieser Informationen entstehen. Die Verwendung der Informationen erfolgt auf eigene Verantwortung.
Version	2025.06.03-782-Aktualisierung-Energieetikette-v1.0.docx, 12.06.2025 15:50:00

Abkürzungen

a	Jahr (annum)
BÄ	Benzinäquivalent
CH	Schweiz
CNG	Erdgas (engl. compressed natural gas)
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -eq	Kohlendioxid-Äquivalent
EAM	Europäischer Residualmix (engl. European Attribute Mix)
EIA	U.S. Energy Information Administration
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EnV	Energieverordnung
g	Gramm
GWP	Treibhauspotenzial (engl. global warming potential)
HKN	Herkunftsnachweis
IEA	Internationale Energieagentur
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kWh	Kilowattstunde
L	Liter
LPG	Flüssiggas (engl. liquefied petroleum gas)
m ³	Kubikmeter
MJ	Megajoule
MJ Öl-eq	Megajoule Öl-Äquivalent
PE	Primärenergie
PE-BÄ	Primärenergie-Benzinäquivalent
PEM	Protonen-Austausch-Membran (engl. proton exchange membrane)
SMR	Methan-Dampfreformierung (engl. steam-methane-reforming)
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer (Einheit für Gütertransporte)
UBP	Umweltbelastungspunkte

Zusammenfassung

Die Energieetikette für Personenwagen dient dazu, die Energieeffizienz und die CO₂-Emissionen von Personenwagen zu deklarieren. Auf der Energieetikette werden die Energieeffizienzklasse, der Normverbrauch und der CO₂-Ausstoss angegeben. Die Energieeffizienzklasse wird mit Hilfe der sogenannten Primärenergie-Benzinäquivalente bestimmt. Für die Berechnung der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und der Strombereitstellung wird der Energieverbrauch von der Energiequelle (beispielsweise Rohölförderung) über die Veredelung bis zum Tank (Well-to-Tank) berücksichtigt. Die CO₂-Emissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung werden mit dem gleichen Ansatz berechnet und müssen in der Preisliste und in Online-Konfiguratoren angegeben werden. Die direkten CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehen, werden separat angezeigt. Zur Berechnung der Effizienzkategorien werden die Fahrzeuge schliesslich anhand der gesamten Wirkungskette, also von der Energiequelle bis zum Rad (Well-to-Wheel), beurteilt.

In dieser Studie werden die Sachbilanzdaten und die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommix beschrieben. Die berechneten Umweltkennwerte dienen als Grundlage für die Energieetikette für Personenwagen und die Bestimmung der Energieeffizienzkategorien. Für die Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette wurde der aktuellste und von den Bundesämtern genutzte Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 verwendet.

Benzin wird als Referenztreibstoff definiert und hat darum ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 1.00 L/L. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Diesel ist leicht höher als jenes von Benzin und beträgt 1.10 L/L, dasjenige von Bioethanol (E85) liegt bei 1.68 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 6.62 L/kg, das je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variiert. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas hatte im 2024 einen Biogasanteil von 32.8 %. Das Primärenergie-Benzinäquivalent beträgt 1.11 L/kg. Das Primärenergie-Benzinäquivalent der Elektrizität (Schweizer Verbraucherstrommix 2021-2023) beträgt 0.22 L/kWh, dasjenige des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 2023 0.17 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 0.46 kg CO₂/L bzw. 0.44 kg CO₂/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 32.8 % Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 0.53 kg CO₂/kg bzw. 1.08 kg CO₂/kg. Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Schweizer Elektrizität (Verbraucherstrommix 2021-2023) ab einer Niederspannungssteckdose betragen 111 g CO₂/kWh, diejenigen des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 2023 22 g CO₂/kWh.

Résumé

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme sert à indiquer l'efficacité énergétique et les émissions de CO₂ des voitures de tourisme. L'étiquette-énergie mentionne la catégorie d'efficacité énergétique, la consommation normalisée et les émissions de CO₂. La catégorie d'efficacité énergétique est déterminée à l'aide de ce qu'on appelle les équivalents essence d'énergie primaire. Pour calculer les équivalents essence d'énergie primaire générés par la production de carburant et d'électricité, il est tenu compte de la consommation d'énergie depuis la source d'énergie (par exemple l'extraction du pétrole brut) jusqu'au réservoir (well to tank), en passant par le raffinage. Les émissions de CO₂ liées à la fourniture de carburant et d'électricité sont calculées sur la même base et figurent dans les listes de prix et les configurateurs en ligne. Les émissions de CO₂ directes générées dans le véhicule par la combustion des carburants sont indiquées séparément. Pour déterminer la catégorie d'efficacité énergétique, les véhicules sont évalués sur l'ensemble de la chaîne, soit de la source d'énergie à la roue (well to wheel).

Cette étude décrit les données des inventaires et les indicateurs environnementaux des principaux carburants et du mix d'électricité suisse. Les indicateurs environnementaux calculés servent de base pour l'étiquette-énergie des voitures de tourisme et pour la définition des catégories d'efficacité énergétique. La liste actualisée des données des écobilans de l'administration fédérale BAFU:2023 utilisée par les offices fédéraux a servi de base de calcul pour les indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité figurant sur l'étiquette-énergie.

L'essence étant considérée comme carburant de référence, son équivalent essence d'énergie primaire est de 1.00 l/l, celui du bioéthanol (E85) est de 1.68 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel, légèrement plus élevé que celui de l'essence, est de 1.10 l/l. Parmi les carburants gazeux considérés, l'hydrogène délivré par les stations-service suisses a un équivalent essence d'énergie primaire de 6.62 l/kg, équivalent qui varie fortement en fonction du processus de fabrication et du mix d'électricité utilisé. Le gaz naturel délivré en 2024 aux stations-service suisses contenait 32.8 % de biogaz. Son équivalent essence d'énergie primaire est de 1.11 l/kg. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité (mix d'électricité effectivement livrée aux consommateurs 2021-2023) est de 0.22 l/kWh, celui des fournisseurs sur la base des garanties d'origines 2023 est de 0.17 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de la production d'essence et de diesel s'élèvent à 0.46 kg CO₂/l, respectivement à 0.44 kg CO₂/l. La production de gaz naturel (32.8 % de biogaz) et d'hydrogène délivrés par les stations-service suisses provoque des émissions de dioxyde de carbone de 0.53 kg CO₂/kg, respectivement de 1.08 kg CO₂/kg. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique Suisse (mix des consommateurs 2021-2023) à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 111 g CO₂/kWh, celle du mix d'électricité des fournisseurs suisses sur la base des garanties d'origines 2023 s'élèvent à 22 g CO₂/kWh.

Sintesi

L'etichetta Energia per le automobili ha lo scopo di dichiarare l'efficienza energetica e le emissioni di CO₂ delle automobili. Sull'etichetta sono indicate la categoria di efficienza energetica, il consumo normalizzato e le emissioni di CO₂. La categoria di efficienza energetica viene determinata in base al cosiddetto equivalente benzina per l'energia primaria. Per il calcolo dell'equivalente benzina per l'energia primaria relativo alla messa a disposizione del carburante e dell'energia elettrica viene preso in considerazione il consumo di energia dalla fonte (ad esempio l'estrazione del petrolio) alla raffinazione fino al serbatoio (well-to-tank). Le emissioni di CO₂ derivanti dalla messa a disposizione del carburante e dell'energia elettrica sono calcolate con lo stesso fattore e devono essere indicate nei listini prezzi e nei configuratori online. Le emissioni di CO₂ dirette derivanti dalla combustione dei carburanti nei veicoli sono indicate separatamente. Per calcolare le categorie di efficienza, i veicoli vengono infine valutati sulla base dell'intera catena energetica, ovvero dalla fonte energetica fino alla ruota (well-to-wheel).

Nel presente studio vengono aggiornati gli indicatori ambientali relativi alla messa a disposizione dei principali carburanti e del mix elettrico svizzero. Gli indicatori rappresentano i dati di base per l'etichetta Energia per automobili e per la determinazione delle categorie di efficienza energetica. Per il calcolo degli indicatori ambientali per l'etichetta Energia sono stati utilizzati i più recenti dati dell'ecobilancio dell'amministrazione federale BAFU:2023, a cui fanno capo anche gli Uffici federali.

La benzina è definita come carburante di riferimento ed ha pertanto un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 1.00 l/l, mentre quello del bioetanolo (E85) è di 1.68 l/l. L'equivalente per il diesel, che è leggermente superiore rispetto a quello per la benzina, si attesta a 1.10 l/l. Tra i carburanti gassosi considerati, l'idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere presenta il minore equivalente benzina per l'energia primaria (6.62 l/kg); tale valore può tuttavia variare notevolmente a seconda del processo di produzione e del mix elettrico impiegato. Nel 2024, il gas naturale distribuito nelle stazioni di servizio svizzere conteneva una percentuale di biogas del 32.8%. L'equivalente benzina per l'energia primaria corrisponde a 1.11 l/kg. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori 2021-2023) è pari a 0.22 l/kWh, quello dei fornitori svizzeri 2023 a 0.17 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della produzione di benzina e di diesel sono compresi tra 0.46 kg CO₂/l e 0.44 kg CO₂/l. La messa a disposizione di gas naturale / biogas 32.8 % e di idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere genera emissioni di biossido di carbonio pari rispettivamente a 0.53 kg CO₂/kg e a 1.08 kg CO₂/kg. Le emissioni di biossido di carbonio fossile generate dal mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori 2021-2023) a partire da una presa di corrente a bassa tensione sono pari a 111 g CO₂/kWh, quelle dei fornitori svizzeri 2023 a 22 g CO₂/kWh.

Inhalt

1	EINLEITUNG	1
2	INDIKATOREN DER ENERGIEETIKETTE	3
2.1	Well-to-Tank Betrachtung	3
2.2	Messgrößen	3
2.3	Datengrundlage	4
3	TREIBSTOFFBEREITSTELLUNG	5
3.1	Übersicht	5
3.2	Benzin und Diesel	5
3.2.1	Rohölförderung	5
3.2.2	Raffinerie	5
3.2.3	Tankstelle	7
3.3	Erdgas (CNG) / Biogas	8
3.4	Flüssiggas (LPG)	9
3.5	Bioethanol (E85)	9
3.6	Elektrizität: Strommix Produktion und kommerzieller Handel 2021 - 2023	10
3.7	Wasserstoff	11
4	UMWELTKENNWERTE DER ENERGIEETIKETTE FÜR PERSONENWAGEN	14
4.1	Übersicht	14
4.2	Stoffwerte der Treibstoffe	14
4.3	Primärenergie-Benzinäquivalente	15
4.4	Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen	17
4.5	Prozessbeiträge	18
4.5.1	Treibstoffe	18
4.5.2	Elektrizität (Verbraucherstrommix 2021-2023)	20
4.6	Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen	23
A	ANHANG: HKN-LIEFERANTENSTROMMIX 2023	26
A.1	Modellierung und Zusammensetzung des Strommix	26
A.2	Prozessbeiträge	27
	LITERATUR	30

1 Einleitung

Die Energieetikette für Personenwagen ist ein Informationsinstrument, um Personen beim Autokauf über die jeweilige Energieeffizienz des Fahrzeugs und dessen klimawirksame CO₂-Emissionen in Kenntnis zu setzen. Zudem ermöglicht die Energieetikette, auch Personenwagen mit unterschiedlichen Antrieben bezüglich ihrer Energieeffizienz zu vergleichen. Rechtsgrundlagen sind Art. 44 des am 1. Januar 2018 in Kraft getretenen total revidierten Energiegesetzes (EnG; Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2016) in Verbindung mit Art. 12 sowie Anhang 4.1 der Energieeffizienzverordnung (EnEV; Schweizerischer Bundesrat 2018). Im Anhang 4.1 EnEV sind das Design der Etikette, die Berechnung der Kategoriengrenzen und die periodische Anpassung der Energieeffizienz-Kategorien an den technischen Fortschritt festgelegt. Die Aktualisierung erfolgt jährlich. Die Inkraftsetzung erfolgt auf den 1. Januar des Gültigkeitsjahres. Weitere Details werden in der Verordnung des UVEK über Angaben auf der Energieetikette von neuen Personenwagen (VEE-PLS) geregelt (UVEK 2023).

Das Bundesamt für Energie aktualisiert jährlich die Grundlagendaten für die Energieetikette für Personenwagen. Die Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung basieren auf dem Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 (BAFU 2024a). Für die Energieetikette 2025 werden die Indikatoren Primärenergiebedarf, Gesamtumweltbelastung, Treibhausgasemissionen und Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) der Treibstoff- und der Strombereitstellung berechnet.

Seit 2020 wurde beim CNG ein Biogasanteil von 20 % berücksichtigt. Dieser Anteil wurde mittels Branchenvereinbarung sichergestellt. Per 1. Januar 2026 werden die Branchenvereinbarung aufgelöst und somit der festgeschriebene Biogasanteil von 20 % aus der Energieeffizienzverordnung (EnEV) gestrichen. Die Unternehmen sind künftig frei, die Höhe ihres Biogasanteils in der Gasmobilität entsprechend ihrer Unternehmensstrategie zu bestimmen. Im vorliegenden Bericht wird deshalb der Biogasanteil gemäss VSG-Statistik für das Jahr 2024 verwendet.

In dieser Studie werden die aktualisierten Sachbilanzdaten und die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommix beschrieben und diskutiert. Für die Aktualisierung der Umweltkennwerte für die Energieetikette für Personenwagen wurden diese Sachbilanzen in den Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 eingebettet. Den Sachbilanzen von schweizerischen und europäischen Raffinerieprodukten liegen die Daten zum aktuellen Herkunftsmix des verarbeiteten Rohöls zugrunde. Für die Benzin- und Dieselpflichtbereitstellung in der Schweiz wurden der Anteil der importierten Treibstoffe sowie deren Herkunft und Transportdistanzen neu ermittelt. Ebenso wurden die Sachbilanzen des Schweizer Verbraucherstrommix (als Durchschnitt dreier Jahre), des Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen und des an öffentlichen Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs (Marktmix Wasserstoff, Herkunft der in Elektrolyseanlagen eingesetzten Elektrizität) aktualisiert. Die im Rahmen dieses Projektes verwendeten Sachbilanzen der Förderung von Rohöl und Erdgas und die des Ferntransports von Erdgas wurden 2021 publiziert (Meili et al. 2021b;

Meili et al. 2021a; Bussa et al. 2021), die des Ferntransports und der Raffinierung von Rohölsowie der Bereitstellung von Raffinerieprodukten (Benzin, Diesel etc.) 2018 (Jungbluth et al. 2018; Jungbluth & Meili 2018; Meili et al. 2018a; Meili et al. 2018b).

2 Indikatoren der Energieetikette

2.1 Well-to-Tank Betrachtung

Die Umweltbilanz der Treibstoff- und Strombereitstellung folgt einer Well-to-Tank Betrachtung (vom Bohrloch bis zum Tank) und umfasst die folgenden Prozesse:

- die Förderung bzw. Gewinnung der Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Uran, Holz für Bioethanol- oder Stromproduktion) sowie die Produktion von Biogas;
- alle Prozesse zur Veredelung und Konditionierung der Brennstoffe (raffinieren, destillieren, reinigen, anreichern, aufbereiten etc.);
- jegliche Transportaufwendungen mit Pipelines, Schiffen, Lastwagen oder der Bahn bis zu den Tankstellen (Treibstoffe) bzw. über Netze zu den Niederspannungs-Kunden (Strom) inklusive allfälliger Verluste;
- Bau, Betrieb sowie Rückbau und Entsorgung der Infrastrukturanlagen wie Offshore-Förderplattformen, Pipelines, Raffinerien, Kraftwerke, Überlandleitungen und Tankstellen.

Die Umweltauswirkungen der Nutzung der Treibstoffe zum Betrieb von Personenwagen werden in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Die CO₂-Emissionen der Verbrennung der Treibstoffe in Personenwagen werden in der Energieetikette separat ausgewiesen. Sie sind deshalb in den Bilanzen der Treibstoffbereitstellung nicht enthalten.

Der **gesamte Primärenergiebedarf** der Treibstoffe und des Strommix wird für die Energieeffizienzkategorien verwendet. Dieser Indikator wird als Summe der Energieinhalte der für die Treibstoff- und Strombereitstellung geförderten beziehungsweise geernteten Energieressourcen (Rohöl, Erdgas, Uran, geerntetes Holz, Wasserkraft) berechnet und in der Einheit Megajoule (MJ) angegeben.

In den Preislisten und Onlinekonfiguratoren müssen zusätzlich Angaben gemacht werden zu den **fossilen Kohlendioxidemissionen (CO₂)**, die bei der Bereitstellung der Treibstoffe und von Strom verursacht werden. Die CO₂-Emissionen werden in der Einheit Kilogramm (kg) oder Gramm (g) angegeben.

2.2 Messgrößen

Der Zweck der Energieetikette für Personenwagen ist der Vergleich verschiedener Modelle und Antriebssysteme bezüglich ihres Primärenergiebedarfs beziehungsweise ihrer CO₂-Emissionen. Der Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen kann als Volumen (Liter), als Masse (Kilogramm) oder als Energieinhalt (Megajoule oder Kilowattstunde) angegeben werden.

Als Basis für den Vergleich verschiedener Treibstoffe wird häufig die Energiedichte betrachtet, die den Energieinhalt eines Treibstoffs pro Volumen angibt.¹ Die Einheit der **Benzinäquivalente (BÄ)** setzt die Energiedichten von Treibstoffen in Bezug zur Energiedichte von Benzin. Beispielsweise hat ein Treibstoff mit einem Benzinäquivalent von 0.5 eine halb so hohe Energiedichte im Vergleich zu Benzin. Der Tank eines Fahrzeugs mit diesem Treibstoff müsste bei gleichem Wirkungsgrad also doppelt so gross sein wie jener eines Benzinautos, um dieselbe Reichweite zu erzielen.

Analog zu den Benzinäquivalenten können **Primärenergie-Benzinäquivalente (PE-BÄ)** für die verschiedenen Treibstoffe berechnet werden. Anstelle der Energiedichte wird dabei die gesamte Primärenergie pro Volumen der Treibstoffe angegeben, wobei Benzin wiederum als Referenz dient.

Der **Primärenergiefaktor** wird als Verhältnis des gesamten Primärenergiebedarfs eines Treibstoffs zu seinem unteren Heizwert definiert und in der Einheit MJ Öl-eq/MJ angegeben. Je näher der Primärenergiefaktor eines Treibstoffs bei 1.0 liegt, desto weniger Primärenergie wurde zusätzlich zu seinem Energieinhalt für die Bereitstellung aufgewendet (siehe Kapitel 4).

2.3 Datengrundlage

Eine zentrale Datengrundlage zur Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung ist der aktuellste, von den Bundesämtern verwendete Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 (BAFU 2024a). Die Modellierung erfolgt gemäss den Bilanzierungsregeln der KBOB et al. (2024), die auf den Bilanzierungsregeln der ecoinvent Datenbestände v1&v2 basieren.² Weitere, Treibstoff- beziehungsweise Strom-spezifische Datengrundlagen sind in den Unterkapiteln des Kapitels 3 beschrieben.

¹ Das Volumen von flüssigen Treibstoffen (Benzin, Diesel, Flüssiggas (LPG), E-85) wird dabei in der Einheit Liter angegeben, während für gasförmige Treibstoffe (Erdgas (CNG), Wasserstoff) die Einheit Kilogramm verwendet wird. Für Strom kann keine Energiedichte berechnet werden. In der Energieetikette wird eine Energiedichte von 1 kWh/kWh zur Berechnung der Benzinäquivalente von Strom verwendet.

² Eine Ausnahme wird bei Wasserstoff gemacht: Der „mass balance“ Ansatz wird erlaubt für diejenigen Mengen Wasserstoff, die bei Anlagenausfall von Drittfirmen bezogen werden.

3 Treibstoffbereitstellung

3.1 Übersicht

Dieses Kapitel enthält wesentliche Informationen zu den Ökobilanzen der Bereitstellung der Treibstoffe Benzin und Diesel, komprimiertes Erdgas, Flüssiggas, Bioethanol, der Bereitstellung von Elektrizität und von Wasserstoff. Die Ökobilanzen von Benzin, Diesel, Erdgas und Strom sind in letzter Zeit aktualisiert worden. Deshalb ist deren Beschreibung ausführlicher als derjenige der übrigen Treibstoffe. Die Anfang Juni 2021 publizierten Sachbilanzdaten zur Förderung und zum Ferntransport von Erdöl ebenso diejenigen zur Förderung von Erdgas sind berücksichtigt.

3.2 Benzin und Diesel

3.2.1 Rohölförderung

Das in der Schweizer Raffinerie in Cressier im Jahr 2024 verarbeitete Rohöl wurde aus den USA, Nigeria, Nordafrika sowie Kasachstan und Frankreich importiert (siehe Tab. 3.1). Das in europäischen Raffinerien verarbeitete Rohöl stammt aus deutlich mehr Ländern und Regionen (siehe Tab. 3.2). Die Sachbilanzen der Rohölförderung in bedeutenden Förderländern und –Regionen und des Ferntransports wurden aktualisiert (Meili et al. 2021a; Meili et al. 2021b). Diese Sachbilanzen sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 enthalten.

3.2.2 Raffinerie

Die an Schweizer Tankstellen angebotenen Treibstoffe Benzin und Diesel werden in der Schweizer Raffinerie in Cressier produziert oder aus Europa importiert. Der Herkunftsmix von Rohöl, das in der Raffinerie in der Schweiz beziehungsweise in Raffinerien Europas verarbeitet wird, wurde auf Basis von aktuellen Statistiken von Avenergy Suisse (2025), dem Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG)³ und der Internationalen Energieagentur (IEA 2025) bestimmt.

Das in der Schweizer Raffinerie im Jahr 2024 verarbeitete Rohöl stammte aus den USA (54.5 %), Nigeria (36.9 %, inkl. Elfenbeinküste), Algerien (3.7 %), Libyen (3.6 %), Kasachstan (1.1 %) und Frankreich (0.2 %, mit Norwegen angenähert). Die Importmengen von Rohöl aus den einzelnen Förderregionen sowie die Transportdistanzen sind in Tab. 3.1 aufgelistet. Die Informationen zu den Distanzen für die Ferntransporte von Rohöl aus verschiedenen Förderregionen stammen aus Meili et al. (2021a).

³ <https://www.gate.ezv.admin.ch/swissimpex/>, Zugriff am 12. Februar 2025

Das in den USA beziehungsweise Nigeria geförderte Rohöl wird in Pipelines über eine Distanz von 1'140 km beziehungsweise 160 km zur Küste befördert und anschliessend auf einen Öltanker umgeladen. Dieser transportiert das Rohöl nach Marseille. Rohöl aus Kasachstan wird über eine Pipeline zum Schwarzen Meer (Noworossijsk) geleitet und anschliessend mit Öltankern zum Mittelmeer transportiert. Für Nordafrika wird angenommen, dass das Rohöl über eine 120 km lange Pipeline zur Küste transportiert wird. Von dort wird es von einem Öltanker nach Fos-sur-Mer bei Marseille gebracht. Das in Marseille gelöschte Rohöl wird via onshore-Pipeline über eine Distanz von 600 km zur Raffinerie in der Schweiz geleitet (Meili et al. 2021a).

Tab. 3.1 Herkunftsmix 2024 und Transportdistanzen von Rohöl, das in der Schweizer Raffinerie in Cressier verarbeitet wurde (Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG); Meili et al. 2021a; eigene Berechnungen).

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Algerien	95'451	3.7%	700	800
Libyen	92'994	3.6%	720	1'900
Norwegen	4'130	0.2%	1'000	1'100
Nigeria	954'938	36.9%	940	7'100
USA	1'410'648	54.5%	1'740	10'100
Kasachstan	28'554	1.1%	4'020	3'400
Total	2'586'715	100.0%	1'394	8'266

Die Herkunft des Rohöls, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wurde, unterscheidet sich deutlich vom Schweizer Rohölmix (siehe Tab. 3.2). Die Herkunftsländer und -regionen sind die USA (16.5 %), Norwegen (14.8 %), Nigeria und weitere Länder des südlichen Afrika (10.8 %), Kasachstan (8.7 %), Irak (8.6 %), Saudi-Arabien (8.0 %), Libyen 7.3 %, Grossbritannien (7.1 %), Mexiko (6.9 %), Russland (5.2 %), Algerien (3.1 %) und Aserbaidschan (2.9, IEA 2025). Die Transportdistanzen für Pipelines und Öltanker basieren weitgehend auf Angaben aus Meili et al. (2021b) (Tab. 3.2).

Tab. 3.2 Herkunftsmix 2023 und Transportdistanzen von Rohöl, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird (IEA 2025; Meili et al. 2021b; eigene Berechnungen).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Algerien	17'486	3.1%	200	3'300
Libyen	40'955	7.3%	220	5'100
Nigeria / südliches Afrika	60'736	10.8%	440	7'800
Saudi-Arabien	44'881	8.0%	1'420	12'000
Irak	48'211	8.6%	1'070	2'900
USA	92'981	16.5%	1'240	9'700
Mexiko	38'668	6.9%	540	10'000
Norwegen	83'495	14.8%	400	1'100
Grossbritannien / Europa	39'695	7.1%	300	500
Russland	29'219	5.2%	3'800	0
Kasachstan	49'089	8.7%	4'720	0
Aserbaidshan	16'472	2.9%	2'100	6'300
Übrige Förderregionen	1'133	0.2%	1'267	5'191
Total	563'021	100.0%	1'267	5'191

Die Sachbilanzen für die Herstellung von Erdölprodukten in der Schweizer Raffinerie und in europäischen Raffinerien wurden von Jungbluth et al. (2018) aktualisiert und sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 enthalten. Der Rohölbedarf der Raffinerien wird gemäss dem Heizwert auf die verschiedenen Produkte alloziert.

3.2.3 Tankstelle

Die Anteile der europäischen und schweizerischen Raffinerien am in der Schweiz angebotenen Benzin und Diesel wurden basierend auf Statistiken von Avenergy Suisse (2025) aktualisiert. Im Jahr 2024 wurden 31.4 % des Benzins und 32.9 % des Diesels in der Schweizer Raffinerie produziert (Tab. 3.3).

Tab. 3.3 Herkunftsmix von Benzin und Diesel an Schweizer Tankstellen im Jahr 2024 (Avenergy Suisse 2025).

Herkunftsmix	Benzin		Diesel	
	kt	%	kt	%
Schweiz	675	31.4%	1'337	32.9%
Europa	1'476	68.6%	2'727	67.1%
Total	2'151	100.0%	4'064	100.0%

Zusätzlich zum Importanteil wurden die Transportdistanzen für den Import von Benzin und Diesel in die Schweiz mit verschiedenen Verkehrsträgern neu ermittelt. Die Herkunftsstatistik und die Verkehrsträgerstatistik von Avenergy Suisse dienten als Grundlage für diese Berechnungen (Avenergy Suisse 2025). Die beiden wichtigsten Herkunftsländer für den Import von Benzin in die Schweiz sind Deutschland (86.4 %) und Italien (8.1 %). Der importierte Diesel wird hauptsächlich in Deutschland (63.5 %), den Niederlanden (16.2 %) sowie in Belgien und Luxemburg (12.0 %) produziert. Die Verkehrsträgerstatistik erfasst für die einzelnen Herkunftsländer die Transportmittel beim Grenzübertritt

in die Schweiz. Ein Grossteil der Produkte, vor allem aus Deutschen Raffinerien, wird mit der Bahn in die Schweiz transportiert. Auch die Importtransporte von Benzin und Diesel per Lastwagen (Italien), Binnenschiff (Niederlande, Belgien, Luxemburg) und Pipeline (Frankreich) sind von Bedeutung. Für jedes Herkunftsland wurden die grössten Raffinerien identifiziert und die Transportdistanzen in die Schweiz mithilfe von Google Maps berechnet. Der Herkunftsmix für Benzin und Diesel wurde mit den Daten zu den Verkehrsträgern beim Import in die Schweiz kombiniert, um die mittlere Transportdistanz für jeden Verkehrsträger zu ermitteln (siehe Tab. 3.4). Für die Regionalverteilung der Produkte in der Schweiz wurde in Übereinstimmung mit Jungbluth und Meili (2018) eine durchschnittliche Transportdistanz von 50 km per Lastwagen und 30 km per Bahn angenommen.

Tab. 3.4 Transportdistanzen und Verkehrsträger für den Import von Benzin und Diesel von europäischen Raffinerien bis zu Tankstellen in der Schweiz im Jahr 2024; basierend auf Avenenergy Suisse (2025) und eigenen Berechnungen.

Transportdistanzen	Benzin km	Diesel km
Bahn	178	150
Lastwagen	54	27
Binnenschiff	191	325
Flugzeug	0	0
Pipeline	0	26
Hochseetanker	0	137
Regionalverteilung Bahn	30	30
Regionalverteilung Lastwagen	50	50
Total	503	745

3.3 Erdgas (CNG) / Biogas

Die Ökobilanz der Bereitstellung von in der Schweiz getanktem Erdgas beinhaltet die Erdgasförderung, den Ferntransport über Pipeline und Flüssiggastanker, die Feinverteilung in der Schweiz, sowie das Komprimieren und Betanken an Tankstellen. Die aktuellsten Ökobilanzdaten der Erdgasbereitstellung beschreiben die Produktions- und Versorgungssituation des Jahres 2019 und sind in Bussa et al. (2021) ausführlich dokumentiert. Der Sachbilanzdatensatz der kombinierten Produktion von Erdöl und Erdgas in Norwegen wurde von Meili et al. (2021b) aktualisiert.

Das in der Schweiz genutzte Erdgas wurde 2019 gemäss Bussa et al. (2021) aus Deutschland, Frankreich, Italien und Holland importiert und stammt aus Russland (44.1 %), Norwegen (36.1 %), den Niederlanden (7.0 %), Algerien und Libyen (3.4 %), Deutschland (3.0 %), Nigeria (2.8 %), den USA (2.0 %) und Qatar (1.6 %). 13 % der Erdgaslieferungen erfolgen mit Flüssiggas-Tankern (Bussa et al. 2021). Die Erdgasleckagen im russischen Fernleitungsnetz betragen rund 1.3 % bezogen auf die nach Europa gelieferte Erdgasmenge. In der Schweiz werden 0.7 % des Erdgases für die Kompression im Hochdrucknetz benötigt und weitere rund 0.4 % gehen im Niederdrucknetz infolge Leckagen verloren. Die Methanverluste beim Betanken sind demgegenüber vernachlässigbar.

Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas enthielt im Jahr 2024 einen Anteil von 32.8 % Biogas (VSG 2025). Das aufbereitete Biogas wird zu 61.0 % aus Klärschlamm gewonnen, zu 37.4 % aus Grüngut und zu 1.6 % aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Kägi et al. 2021). Da Biogas aus Abfallprodukten entsteht, werden der Energieinhalt und ein Teil der Umweltbelastungen den behandelten Abfällen zugeordnet. Biogas hat deshalb einen Primärenergieinhalt von 0 MJ. Die Aufwendungen für die Aufbereitung und Verteilung von Biogas werden in der Ökobilanz jedoch berücksichtigt. Dazu gehören der Bau der Biogasanlage und der Pipeline, die Bereitstellung von Strom, Erdgas und Hilfsstoffen für die Aufbereitung sowie die bei der Aufbereitung und durch Leckagen auftretenden Schadstoffemissionen. Die Biogasaufbereitung zu Biomethan erfolgt durch Druckwechseladsorption (PSA), Aminwäsche oder mittels Membrantechnologie. Basierend auf der Jahresproduktion der Aufbereitungsanlagen, welche im Jahr 2020 Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist haben, ergibt sich ein Technologiemix mit 15.7 % Druckwechseladsorption, 57.8 % Aminwäsche und 26.5 % Membrantechnologie (Kägi et al. 2021).

3.4 Flüssiggas (LPG)

Flüssiggas (oder englisch „Liquefied Petroleum Gas“, LPG) wird in Erdölraffinerien hergestellt. Es besteht aus einem Gemisch von Propan und Butan. Die Ökobilanz der Bereitstellung von in der Schweiz getanktem Flüssiggas umfasst analog zu jener von Benzin und Diesel die Erdölförderung, den Ferntransport von Rohöl zu den Raffinerien sowie die Feinverteilung des Produkts an die Tankstellen und das Betanken (siehe Unterkapitel 3.2 und Hischier et al. 2010). Die aktualisierten Sachbilanzen der Förderung, des Transports und der Raffinierung von Rohöl (Meili et al. 2018b, 2018a; Jungbluth et al. 2018) sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023 enthalten (siehe Unterkapitel 3.2). Im Jahr 2024 wurden 42.0 % des in der Schweiz abgesetzten Flüssiggases in der Schweiz hergestellt, der Rest wurde aus Europa importiert (Avenenergy Suisse 2025).

3.5 Bioethanol (E85)

Bioethanol besteht zu 85 Vol.-% aus Ethanol und zu 15 Vol.-% aus Benzin. Das Ethanol kann aus verschiedenen Rohstoffen hergestellt werden. Das in der Ökobilanz abgebildete Ethanol wird in Schweden aus Holz hergestellt. Für eine Tonne Ethanol (95 %, in Wasser) werden rund 9 m³ Holzschnitzel benötigt. Die Bereitstellung von Bioethanol umfasst die Holzbewirtschaftung sowie die Ethanolherstellung in Schweden, den Transport per Bahn in die Schweiz, die Feinverteilung in der Schweiz per Lastwagen und das Betanken an der Tankstelle. Die Sachbilanzen sind in Jungbluth et al. (2007) dokumentiert. Die Sachbilanzen der Holzproduktion wurden von Werner (2017) aktualisiert. Die Bereitstellung des beigemischten Benzins ist in Unterkapitel 3.2 beschrieben.

3.6 Elektrizität: Strommix Produktion und kommerzieller Handel 2021 - 2023

Die Ökobilanz der Schweizer Strombereitstellung umfasst Bau, Betrieb, Rückbau und Entsorgung der Kraftwerke inklusive der Materialherstellung. Auch die Bereitstellung und Entsorgung der Brennstoffe inklusive Gewinnung und Abbau sowie des Transports zu den Kraftwerken werden mit einbezogen. Der Bau der Stromnetzinfrastruktur sowie die bei der Übertragung und Verteilung auftretenden Stromverluste werden bis zur Niederspannungssteckdose berücksichtigt.

In der Energieetikette für Personenwagen liegt für die Strombereitstellung der Schweizer Verbraucherstrommix zu Grunde. Dieser Strommix repräsentiert den an Schweizer Endkund/-innen gelieferten Strom. Er entspricht dem Standard-Strommix Schweiz, der gemäss Bilanzierungsregeln der KBOB et al. (2024) in Ökobilanzen einzusetzen ist, wenn das spezifische Stromprodukt nicht bekannt ist oder ein Durchschnitts-Strommix verwendet werden soll.

Seit 2024 wird der der Energieetikette zugrunde gelegte Verbraucherstrommix der Schweiz als Durchschnitt dreier Jahre (hier 2021 bis 2023) modelliert um die meteorologisch und handelsseitig bedingten jährlichen Schwankungen der Inlandsproduktion und des Im- und Exports zu glätten. Er wurde basierend auf der Inlandproduktion und dem kommerziellen Handel ermittelt (siehe auch Frischknecht et al. 2020; Krebs & Frischknecht 2020). Zunächst wurde für jede Stunde im Jahr die im Inland produzierte und den inländischen Verbrauchern zur Verfügung stehende Strommenge ermittelt, indem das kommerzielle Exportvolumen vom Produktionsvolumen abgezogen wurde⁴. Dieser Strommenge wurde der inländische Produktionsmix derselben Stunde zugeordnet. Die kommerziellen Importe aus den Nachbarländern Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich wurden mit den jeweiligen nationalen stündlichen Produktionsmischen modelliert und zur in der Schweiz verbleibenden Inlandproduktion dazugezählt.

Die Daten zur Stromproduktion, zum Verbrauch der Pumpspeicherpumpen und zum Stromhandel stammen von der ENTSO-E transparency platform⁵. Die verwendeten Daten zum Stromverbrauch der Schweiz 2021 bis 2023 (Viertelstundenwerte im File Energieübersicht 2023) wurden von Swissgrid publiziert⁶.

Da in den ENTSO-E Daten die Stundenwerte des Verbrauchs der Pumpspeicherpumpen der Schweiz nicht enthalten sind, wurde dieser Verbrauch mit einer Modellannahme bestimmt. Der Stromverbrauch und -mix für die Schweizer Pumpspeicherkraftwerke wurde

⁴ Falls das Exportvolumen einer bestimmten Stunde grösser war als die Inlandproduktion dieser Stunde, wurde das Exportvolumen der Inlandproduktion gleichgesetzt. Der den Verbrauchern gelieferte Strommix setzt sich deshalb in der betreffenden Stunde zu 100 % aus Importstrom zusammen.

⁵ <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (Zugriff im Februar 2025). Produktion: actual generation per production type, 1.1.-31.12.2023; Handel: scheduled commercial exchanges.

⁶ <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/generation.html> (Zugriff im Februar 2025)

berechnet, indem die stündliche Produktion der Pumpspeicherkraftwerke mit dem Faktor 1.25 multipliziert und mit den Technologieanteilen der Stromproduktion von jeweils 12 Stunden vorher abgebildet wurde. Für die Nachbarstaaten Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich liegen die Stundenwerte des Verbrauchs der Pumpspeicherpumpen vor.

Der so erhaltene Verbraucherstrommix repräsentiert annähernd den Technologiemarkt der Produktion der Strommengen, die von Schweizer Stromversorgungsunternehmen und von Unternehmen mit Zugang zum liberalisierten Strommarkt im Durchschnitt der Jahre 2021-2023 eingekauft und an die Endkund/-innen in der Schweiz geliefert wurde.

Die Technologieanteile unterscheiden sich deutlich von denjenigen des Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen (HKN) des Jahres 2023 (siehe Anhang A): Die Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke sind mit 37.1 % beziehungsweise 10.6 % deutlich höher (und zwar um 16.5 %-Punkte beziehungsweise 9.7 %-Punkte), der Wasserkraftanteil mit 32.3 % um 33.3 %-Punkte tiefer (siehe Tab. 3.5 und Tab. A.1) als im Mix 2023 der an die Schweizer Endkund/-innen gelieferten HKN-Stromqualitäten.

Tab. 3.5 Verbraucherstrommix Schweiz 2021 bis 2023 basierend auf der Integration der Stundenwerte von Produktion und kommerziellem Handel (zusammenfassende Darstellung)

Technologie	Anteile	davon Inland
Braunkohle	2.3%	0.0%
Steinkohle	1.5%	0.0%
Erdgas	6.0%	0.0%
übrige Fossile	0.8%	0.3%
Kernenergie	37.1%	15.4%
Pumpspeicherkraftwerke	3.4%	2.3%
Biomasse	2.9%	1.4%
Wasserkraft	32.3%	24.6%
Windkraft	7.2%	0.1%
Photovoltaik	5.4%	2.7%
Abfall	1.1%	0.7%
Total	100.0%	47.5%

In Anhang A wird der Schweizer Lieferanten-Strommix 2023 basierend auf Herkunftsnachweisen beschrieben und dessen Umweltauswirkungen quantifiziert.

3.7 Wasserstoff

Die Ökobilanz der Bereitstellung von Wasserstoff beinhaltet die Wasserstoff-Herstellung im In- und Ausland, den Transport des produzierten Wasserstoffs (Auslieferung) sowie das Komprimieren und Betanken des Wasserstoffs an Tankstellen. Die Sachbilanzen für

die Bereitstellung von Wasserstoff an Schweizer Tankstellen sind in Tschümperlin & Frischknecht (2017) dokumentiert.

Für die Herstellung von Wasserstoff als Treibstoff wurden zwei Verfahren betrachtet: die Wasserelektrolyse und die Methan-Dampfreformierung. Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Für die Wasserelektrolyse können verschiedene Arten von Elektrolyseuren, wie zum Beispiel der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyseur), welcher deionisiertes Wasser benötigt, oder ein alkalischer Elektrolyseur, welcher Kalilauge als Elektrolyt benötigt, verwendet werden. Wegen des hohen Stromverbrauchs (64.5 kWh pro kg Wasserstoff, Tschümperlin & Frischknecht 2017) ist der für die Wasserelektrolyse eingesetzte Strommix von hoher Bedeutung für die Umweltauswirkungen des produzierten Wasserstoffs. Für das Wasserelektrolyse-Verfahren wurden verschiedene Strommixe zur zentralen und dezentralen Herstellung von Wasserstoff analysiert. Strom ab der Klemme eines Wasserkraftwerks kann zur zentralen Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden (Produktion auf dem Gelände des Wasserkraftwerks).

Bei der Methan-Dampfreformierung werden Erdgas, welches primär aus Methan besteht, und Wasserdampf in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt. Die Sachbilanz dazu wurde weitgehend von Simons und Bauer (2011) übernommen. Der Umwandlungswirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert beträgt 79.2 %. Das entstehende Kohlenstoffdioxid wird nicht weiterverwendet und emittiert. Bei der Chloralkali Elektrolyse entsteht Wasserstoff als Koppelprodukt neben Chlorgas und Natronlauge. Die verwendeten Daten stammen aus dem Ende der neunziger Jahre (Althaus et al. 2007).

Zentral hergestellter Wasserstoff wird mit 32 Tonnen schweren Lastwagen (Trailern), die maximal 350 kg Wasserstoff transportieren können, über eine Distanz von durchschnittlich 80 km⁷ zu den Tankstellen transportiert. In den Tankstellen wird Wasserstoff mit Hilfe von Strom auf 880 bar komprimiert. Ein Druck von 880 bar wird benötigt, um einen Druck von 700 bar bei 15 °C im voll befüllten Fahrzeugtank eines Personenwagens in jedem Fall zu gewährleisten (Bünger et al. 2014).

In der Schweiz waren per Ende 2024 gemäss Bundesamt für Strassen ASTRA 215 Brennstoffzellenautos zugelassen.⁸ An den öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen wurden von Personenwagen im Jahr 2024 schätzungsweise 44 Tonnen Wasserstoff von 700 bar bezogen.⁷ Die Tankstellen befinden sich in Bern, Chur, Crissier, Dietikon, Frenkendorf, Geuensee, Gossau, Grauholz, Hunzenschwil, Müntschemier, Pratteln, Puidoux, Rothenburg, Rümlang, Schötz, St. Gallen, Uetendorf und Zofingen.

Der an den Tankstellen verkaufte Wasserstoff wird von Hydrospider geliefert und teilweise auch produziert. Gemäss Aussagen von Hydrospider wird der Wasserstoff entweder in der betriebseigenen 2-MW-Elektrolyseanlage beim Alpiq Laufwasserkraftwerk in Gösgen hergestellt oder von Dritten bezogen. Der von Dritten bezogene Wasserstoff

⁷ Persönliche Mitteilungen Maximilian Walter, Hydrospider AG, 24.03.2025.

⁸ IVZ/ASTRA-Datenbank: www.ivz-opendata.ch/opendata/, abgerufen von Daniel Schaller, BFE, am 25.03.2025.

wurde einerseits in der Schweiz hergestellt mit Elektrizität und Herkunftsnachweisen (HKN) aus Laufwasserkraft Schweiz» (Wasserstoff-Produktion Ostschweiz AG, Kubel St. Gallen) beziehungsweise in Deutschland mit erneuerbaren Energien. Ein einstelliger Prozentanteil des an den Schweizer Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs wurde durch Chlor-Alkaly-Elektrolyse hergestellt und importiert (Ausfall der eigenen Produktionsanlage).⁹ Die Details zum Herkunftsmix des an Schweizer Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs sind vertraulich und werden hier deshalb nicht publiziert.

⁹ Persönliche Mitteilungen Nicolas Crettenand, Hydrosponder AG, 25.3.2025

4 Umweltkennwerte der Energieetikette für Personenwagen

4.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden zunächst die verwendeten Stoffwerte (Heizwert, Dichte) der untersuchten Treibstoffe beschrieben (Unterkapitel 4.2). Danach werden die auf Basis der Ökobilanzen resultierenden Primärenergie-Benzinäquivalente (Unterkapitel 4.3) sowie Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen (Unterkapitel 4.4) diskutiert. In Unterkapitel 4.5 werden die Beiträge der einzelnen Verarbeitungsschritte zu den gesamten CO₂-Emissionen und zum Primärenergiebedarf beschrieben. Abschliessend werden in Unterkapitel 4.6 die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung zusammengefasst und die wichtigsten Gründe für Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschrieben.

4.2 Stoffwerte der Treibstoffe

Die Dichte und der Heizwert der in der Energieetikette berücksichtigten Treibstoffe basieren mit Ausnahme von CNG, CNG / 32.8 % Biogas und Wasserstoff auf den Werten, die für das schweizerische Treibhausgasinventar verwendet werden (BAFU 2024b). Die Stoffwerte der untersuchten Treibstoffe sind im linken Teil der Tab. 4.1 aufgelistet. Die Dichte und der Heizwert von Wasserstoff sind nicht in den Stoffwerten von BAFU (2024b) enthalten und basieren auf den im Thermodynamik-Standardwerk Baehr (1989) publizierten Stoffwerten. Bei CNG und CNG / 32.8 % Biogas werden sowohl die Stoffwerte, die den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung des Ökobilanzdatenbestands der Bundesverwaltung BAFU:2023 zugrundeliegen, als auch die Stoffwerte des Prüftreibstoffs (100 % Methan) verwendet. Zudem wird eine Normverbrauchskorrektur vorgenommen. Das Vorgehen wird nachstehend erläutert.

Bei Erdgas-Personenwagen wird die Normverbrauchsmessung mit einem Prüftreibstoff durchgeführt, der zu 100 % aus Methan besteht und deshalb vom an Schweizer Tankstellen erhältlichen Treibstoff abweicht. Die Dichte und der Heizwert des Prüftreibstoffs, die für die Berechnung des Benzinäquivalents und des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 32.8 % Biogas verwendet wurden, basieren auf Angaben der Empa.¹⁰

Das in den Sachbilanzen des Ökobilanzdatenbestands der Bundesverwaltung BAFU:2023 abgebildete Erdgas und Biogas basiert auf der Zusammensetzung von in der Schweiz abgesetzten Treibstoffen. Die Dichte und der Heizwert, die in den Sachbilanzen der

¹⁰ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 13.05.2020.

Erdgas- und Biogasbereitstellung verwendet werden, weichen von den oben beschriebenen Stoffwerten des Prüftreibstoffs ab. Die Unterschiede in den Stoffwerten wurden in der Berechnung des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 32.8 % Biogas berücksichtigt. Dazu wurde der spezifische Primärenergiebedarf pro Kilogramm Erdgas durch den in den Sachbilanzen verwendeten Heizwert dividiert (Primärenergiefaktor, siehe Tab. 4.1) und anschliessend mit dem Heizwert des Prüftreibstoffs multipliziert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Energiemenge des geförderten Erdgases bzw. des hergestellten Biogases mit dem Energieverbrauch von Erdgas-Personenwagen übereinstimmt.

Zur Ermittlung des auf der Energieetikette gezeigten Normverbrauchs von Erdgas-Personenwagen werden die Emissionen aller kohlenstoffhaltigen Substanzen in Gramm Kohlenstoff gemessen, stöchiometrisch in Gramm Methan umgerechnet und mit einer von der Norm vorgegebenen Dichte in Normkubikmeter (Nm³) umgerechnet (EU-Kommission 2017).¹¹ Diese Dichte ist um knapp 3.7 % tiefer als die Dichte des verwendeten Prüftreibstoffs. Damit ist die Normverbrauchsangabe auf der Energieetikette von Erdgas-Personenwagen zu hoch. Die Normverbrauchskorrektur wird angewendet, um den zu hoch angegebenen Treibstoffverbrauch von Erdgas-Personenwagen zu korrigieren. Sie entspricht dem Verhältnis der Dichte gemäss Normvorgabe zur Dichte des Prüftreibstoffs. Die Normverbrauchskorrektur wird bei der Berechnung des Benzinäquivalents und des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 32.8 % Biogas angewendet.

4.3 Primärenergie-Benzinäquivalente

Die sogenannten Benzinäquivalente vergleichen die getankten Treibstoffe bzw. den Ladungsstrom hinsichtlich ihrer Energiedichte und setzen diese in Beziehung zu Benzin als Referenztreibstoff (siehe Unterkapitel 2.2). Diesel und Erdgas (CNG bzw. CNG / 32.8 % Biogas) haben ein Benzinäquivalent von 1.14 L/L bzw. 1.52 L/kg. Das Benzinäquivalent von Wasserstoff beträgt 3.82 L/kg, diejenigen von LPG und E85 0.79 L/L beziehungsweise 0.72 L/L während Strom ein Benzinäquivalent von 0.11 L/kWh aufweist.

Die Primärenergie-Benzinäquivalente beziehen die Vorprozesse der Treibstoff- und Strombereitstellung mit ein und ermöglichen so einen Vergleich der Energieeffizienz von Personenwagen mit verschiedenen Antriebssystemen. Aus diesem Grund sind sie die relevante Grösse für die Berechnung der Energieeffizienzkategorie, die auf der Energieetikette angezeigt wird. Im Gegensatz zum Benzinäquivalent von Treibstoffen, das ein Mass für deren Energiedichte ist und darum möglichst hoch sein soll (grössere Reichweite bei gleichem Tankvolumen), sind bei den Primärenergie-Benzinäquivalenten generell tiefere Werte von Vorteil. Ein tieferer Primärenergiebedarf (bzw. Primärenergiefaktor oder Primärenergie-Benzinäquivalent-Bedarf) bedeutet, dass weniger Energie für die Förderung, Aufbereitung und den Transport eines Treibstoffs bis zur Tankstelle beziehungsweise des Strom bis zur Ladestation aufgewendet wird. Die Primärenergiefaktoren

¹¹ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 01.06.2017.

umfassen in der Energieetikette den gesamten, also den nicht erneuerbaren und den erneuerbaren Primärenergiebedarf.

Der rechte Teil der Tab. 4.1 enthält den Primärenergiefaktor, den spezifischen Primärenergiebedarf sowie das Primärenergie-Benzinäquivalent der Treibstoffe. Erdgas mit einem Anteil von 32.8 % Biogas hat mit 0.98 MJ Öl-eq/MJ den geringsten spezifischen Primärenergiefaktor, gefolgt von CNG mit einem Primärenergiefaktor von 1.24 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Benzin und Diesel beträgt 1.35 MJ Öl-eq/MJ bzw. 1.30 MJ Öl-eq/MJ. Der vergleichsweise hohe Primärenergiefaktor von Bioethanol (E85) von 3.12 MJ Öl-eq/MJ wird hauptsächlich durch die Holzproduktion im Wald (82 %) bestimmt, während die Ethanoldestillation und die Benzinbereitstellung von geringerer Bedeutung sind. Der Primärenergiefaktor von Wasserstoff hängt stark vom Herstellungsverfahren und dem dabei eingesetzten Strommix ab. Zentral hergestellter Wasserstoff aus der Chloralkali Elektrolyse hat mit 0.41 MJ Öl-eq/MJ den tiefsten Primärenergiefaktor, während der Primärenergiefaktor von Wasserstoff, der dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Verbraucherstrommix produziert wird, mehr als 10 mal so hoch ist (5.38 MJ Öl-eq/MJ). Der durchschnittliche Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (vertraulich) hat einen Primärenergiefaktor von 2.33 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Elektrizität beträgt 2.61 MJ Öl-eq/MJ bzw. 9.38 MJ Öl-eq/kWh (Basis Verbraucherstrommix 2021-2023), derjenige des HKN-Lieferantenstrommix 2023 1.98 MJ Öl-eq/MJ bzw. 7.14 MJ Öl-eq/kWh.

Benzin wird als Referenztreibstoff für die Primärenergie-Benzinäquivalente definiert und hat darum ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 1.00 L/L. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Diesel ist leicht höher als jenes von Benzin und beträgt 1.10 L/L. Flüssiggas (LPG), CNG und CNG / 32.80 % Biogas haben ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.78 L/L, 1.41 L/kg beziehungsweise 1.11 L/kg. Bioethanol (E85) weist mit 1.68 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent auf. Das Primärenergie-Benzinäquivalent des an Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs beträgt 6.62 L/kg. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Strom (Verbraucherstrommix 2021-2023) wird als Verhältnis des Primärenergiefaktors zum spezifischen Primärenergiebedarf von Benzin berechnet und beträgt 0.22 L/kWh, dasjenige des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 0.17 L/kWh.

Tab. 4.1 Stoffwerte und Primärenergiebedarf der Normtreibstoffe der Energieetikette 2025. Die Stoffkennwerte Dichte, spezifischer Heizwert und Energiedichte basieren auf Angaben von BAfU (2024b) und der Empa^{10,11} (CNG und CNG / 32.8 % Biogas).

Treibstoff	Stoffkennwerte					Primärenergiekennwerte		
	Normverbrauchs-korrektur	Dichte	Spezifischer Heizwert	Energiedichte	Benzin-äquivalent	Primärenergie-faktor	Spezifische Primärenergie	Primärenergie-Benzinäquivalent
Benzin	1.000	0.737 kg/L	42.6 MJ/kg	8.72 kWh/L	1.00 L/L	1.35 MJ Öl-eq/MJ	57.4 MJ Öl-eq/kg	1.00 L/L
Diesel	1.000	0.830 kg/L	43.0 MJ/kg	9.91 kWh/L	1.14 L/L	1.30 MJ Öl-eq/MJ	56.0 MJ Öl-eq/kg	1.10 L/L
CNG	0.963	0.679 kg/m ³	49.7 MJ/kg	13.79 kWh/kg	1.52 L/kg	1.24 MJ Öl-eq/MJ	61.7 MJ Öl-eq/kg	1.41 L/kg
CNG / 32.8% Biogas	0.963	0.679 kg/m ³	49.7 MJ/kg	13.79 kWh/kg	1.52 L/kg	0.98 MJ Öl-eq/MJ	48.6 MJ Öl-eq/kg	1.11 L/kg
LPG (85% C ₃ H ₈)	1.000	0.540 kg/L	46.0 MJ/kg	6.90 kWh/L	0.79 L/L	1.33 MJ Öl-eq/MJ	61.3 MJ Öl-eq/kg	0.78 L/L
E85	1.000	0.782 kg/L	29.0 MJ/kg	6.31 kWh/L	0.72 L/L	3.12 MJ Öl-eq/MJ	90.5 MJ Öl-eq/kg	1.68 L/L
Elektrizität, Verbrauchermix 2021-2023	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	2.61 MJ Öl-eq/MJ	*	0.22 L/kWh
Wasserstoff								
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	33.32 kWh/kg	2.82 L/kg	2.33 MJ Öl-eq/MJ	280 MJ Öl-eq/kg	6.62 L/kg
Elektrizität HNK Lieferantenmix 2023	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	1.98 MJ Öl-eq/MJ	*	0.17 L/kWh

4.4 Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen

Der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe und von Strom werden entsprechend der in Unterkapitel 2.1 erläuterten Well-to-Tank Betrachtung ermittelt und beinhalten die Prozesse von der Förderung der Energieressourcen (wie beispielsweise Rohöl) bis zur Bereitstellung der Treibstoffe an der Tankstelle. Die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehenden Emissionen werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Treibstoffen und von Strom werden in Tab. 4.2 gezeigt.

Die in Tab. 4.2 enthaltenen Primärenergiefaktoren bilden die Grundlage der Berechnung der Primärenergie-Benzinäquivalente. Zusätzlich zu den Normtreibstoffen (Tab. 4.1) werden in Tab. 4.2 auch der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen für reines Biogas aufgelistet. Da Biogas aus Abfällen gewonnen wird, liegt sein Primärenergiefaktor mit 0.404 MJ Öl-eq/MJ tiefer als 1 und deutlich tiefer im Vergleich zu den übrigen Treibstoffen.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 0.46 kg CO₂/L bzw. 0.44 kg CO₂/L. Die Bereitstellung von CNG und CNG / 32.8 % Biogas ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 0.46 kg CO₂/kg bzw. 0.53 kg CO₂/kg. Die Bereitstellung von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 1.08 kg CO₂/kg. Der Schweizer Strommix (Basis Verbraucherstrommix 2021-2023) ab einer Niederspannungssteckdose verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 111 g CO₂/kWh. Der Verbraucherstrommix bildet den in der Schweiz verkauften Strom ab und basiert auf Stundenwerten von Produktion im Inland und kommerziellem Handel mit den Nachbarländern der Jahre 2021 bis 2023. Er unterscheidet sich deutlich vom Strommix basierend auf Herkunftsnachweisen (Lieferantenstrommix; siehe Anhang A). Der HKN-Lieferantenstrommix 2023 verursacht CO₂-Emissionen in der Höhe von 22.0 g CO₂/kWh.

Tab. 4.2 Dichte, Heizwert, Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe für die Energieetikette 2025. Die Umweltkennwerte basieren auf dem Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023.

Treibstoffe		Dichte		Heizwert Hu		Primärenergie		Primärener- giefaktor	Kohlendioxidemissionen	
		kg/Nm ³	kg/L	MJ/Nm ³	MJ/kg	MJ Öl-eg/kg	MJ Öl-eg/L	MJ Öl-eg/MJ	kgCO ₂ /kg	kgCO ₂ /L
Benzin	Petrol, at regional storage, electricity mix 2023 (CH) U		0.737		42.6	57.4	42.3	1.35	0.625	0.461
Diesel	Diesel, at regional storage, electricity mix 2023 (CH) U		0.830		43.0	56.0	46.5	1.30	0.527	0.437
E85	petrol, 85% vol. ethanol, from Swedish wood, at service station 2025 (CH) U		0.782		29.0	90.5	70.8	3.12	0.591	0.462
CNG / 32.8% Biogas	Berechnung	0.757	0.00076		47.3	46.3	0.0350	0.978	0.527	0.00040
CNG	Natural gas, production mix, at service station, consumer mix 2023 (CH) U	0.760	0.00076		48.0	59.7	0.0454	1.24	0.461	0.00035
Biogas	Methane, 96 vol-%, from biogas, production mix, at service station, electricity consumer mix 2023/CH U	0.750	0.00075		45.9	18.5	0.0139	0.403	0.664	0.00050
LPG	Liquefied petroleum gas 2025, at service station (CH) U		0.540		46.0	61.3	33.1	1.33	0.657	0.355
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	Berechnung	0.0899	0.000090		120	280	0.0252	2.33	1.08	0.00097

Elektrizität		Primärenergie		Primärener- giefaktor	Kohlendioxidemissionen	
		MJ Öl-eg/MJ	MJ Öl-eg/kWh	MJ Öl-eg/MJ	kgCO ₂ /MJ	kgCO ₂ /kWh
Elektrizität Verbraucher mix 2021-2023	electricity, low voltage, consumer mix 2021-23, at grid/CH U	2.61	9.38	2.61	0.0307	0.111

Elektrizität (Alternativen)		Primärenergie		Primärener- giefaktor	Kohlendioxidemissionen	
		MJ Öl-eg/MJ	MJ Öl-eg/kWh	MJ Öl-eg/MJ	kgCO ₂ /MJ	kgCO ₂ /kWh
Elektrizität, Mix erneuerbare Stromprodukte 2023	electricity, low voltage, certified electricity, 2023, at grid/CH U	1.20	4.33	1.20	0.0028	0.0101
Elektrizität HKN Lieferanten mix 2023	electricity, low voltage, supply mix GO, 2023, at grid/CH U	1.98	7.14	1.98	0.0061	0.0220

4.5 Prozessbeiträge

4.5.1 Treibstoffe

Die Beiträge der wichtigsten Prozesse am gesamten Primärenergiebedarf und an den fossilen CO₂-Emissionen sind in Fig. 4.1 und Fig. 4.2 dargestellt. Für die Treibstoffe Benzin, Diesel und Erdgas (rein fossil beziehungsweise mit einem Anteil von 32.8 % Biogas) werden die folgenden Prozesse unterschieden:

- Förderung: Extraktion von Rohöl und Erdgas, Produktion von Biogas;
- Ferntransport von Rohöl und Erdgas (nicht nötig für Biogas);
- Raffinerie / Aufbereitung: Herstellung von Benzin und Diesel aus Rohöl, Aufbereitung von Biogas;
- Feinverteilung der Treibstoffe;
- Tankstelle.

Beim Indikator Primärenergiebedarf wird der Primärenergieinhalt der Treibstoffe zusätzlich zu den oben genannten Prozessen gezeigt (siehe Fig. 4.1). Bei Benzin, Diesel und Erdgas entspricht der Primärenergieinhalt dem unteren Heizwert des Treibstoffs. Biogas wird aus Abfallprodukten hergestellt (siehe Unterkapitel 3.3) und hat einen Primärenergieinhalt von 0 MJ, weil der Primärenergiebedarf bereits bei den zu Abfall gewordenen Produkten verrechnet wurde. Der Primärenergieinhalt von Benzin, Diesel, CNG bzw. CNG / 32.8 % Biogas trägt 74.3 %, 76.8 %, 80.4 % bzw. 69.9 % zum gesamten Primärenergiebedarf der Treibstoffbereitstellung bei. Die Förderung verursacht 10.7 % bzw. 12.7 % des Primärenergiebedarfs von Benzin und Diesel. Bei CNG und CNG / 32.8 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung am Primärenergiebedarf 9.3 % bzw. 14.4 %.

Zwischen 1.6 % (Benzin) und 4.4 % (CNG) des Primärenergiebedarfs werden durch den Ferntransport verursacht. Die Raffinerie steuert einen Anteil von 9.8 % bzw. 7.1 % zum Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel bei. Die Aufbereitung ist für Erdgas unbedeutend (nicht separat modelliert) und für Erdgas mit einem Anteil von 32.8 % Biogas weniger wichtig (4.9 %). Die Feinverteilung verursacht bei Benzin und Diesel wie auch bei CNG und CNG / 32.8 % Biogas weniger als 1 % des gesamten Primärenergiebedarfs. Dasselbe gilt für die Tankstelle von Benzin und Diesel. Der Beitrag der Tankstelle zum Primärenergiebedarf von CNG und CNG / 32.8 % Biogas (5.4 % bzw. 5.9 %) wird hauptsächlich durch den Strombedarf der Kompressoren verursacht. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1); sie sind mit insgesamt 1.6 % bis 3.0 % des Primärenergiebedarfs gering. Bezogen auf den Primärenergieinhalt des Treibstoffs (= 100 %) verursachen Förderung, Verarbeitung, Transport und Verteilung also einen zusätzlichen Primärenergiebedarf von 34.6 %, 30.2 %, 24.3 % bzw. 43.1 % (Benzin, Diesel, CNG bzw. CNG / 32.8 % Biogas).

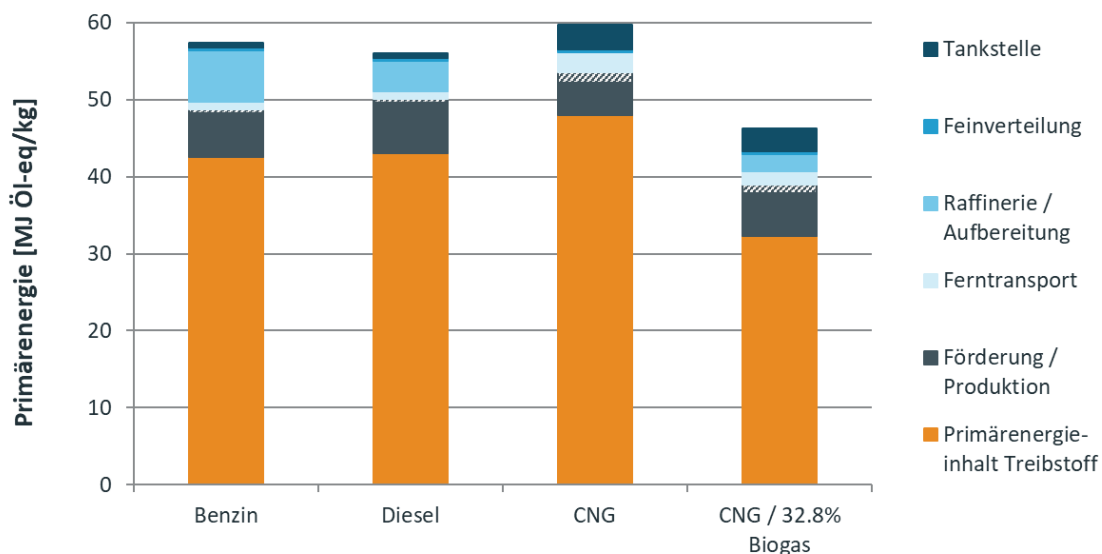


Fig. 4.1 Beiträge des Primärenergieinhalts und der wichtigsten Prozesse zum Primärenergiebedarf (gesamt) der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG und CNG / 32.8 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die fossilen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel werden zu 36.1 % beziehungsweise 44.2 % durch die Förderung verursacht (siehe Fig. 4.2). Bei Erdgas und bei Erdgas mit 32.8 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung/Produktion an den CO₂-Emissionen 61.0 % beziehungsweise 59.0 %. Der Ferntransport hat einen Anteil von 28.2 % beziehungsweise 16.4 % an den gesamten CO₂-Emissionen von CNG und CNG / 32.8 % Biogas. Für die Benzin- und Dieselpflichtbereitstellung ist der Ferntransport mit Anteilen von 8.9 % beziehungsweise 10.9 % an den CO₂-Emissionen hingegen weniger bedeutend. Die Raffinerie ist für 50.4 % beziehungsweise 39.1 % der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel verantwortlich. Der Anteil der Aufbereitung an den CO₂-Emissionen der Bereitstellung von CNG und CNG / 32.8 % Biogas ist geringer

(0.0 % beziehungsweise 9.6 %), da nur das Biogas aufbereitet werden muss. Die Feinverteilung verursacht 3.4 % beziehungsweise 4.4 % der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel. Bei Erdgas und Erdgas mit 32.8 % Biogas hat die Feinverteilung einen Anteil von 4.1 % beziehungsweise 3.0 % an den gesamten CO₂-Emissionen. Der Anteil der CO₂-Emissionen der Tankstelle an den gesamten Emissionen der Treibstoffbereitstellung liegt für Benzin und Diesel bei 1.2 % beziehungsweise 1.4 % und für CNG und CNG / 32.8 % Biogas bei 6.7 % beziehungsweise 7.4 %. Hauptgründe für den deutlich höheren Anteil bei CNG sind der Aufwand für die Kompression sowie die insgesamt tieferen Emissionen der Treibstoffbereitstellung. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1) und haben insgesamt einen Anteil von 8.5 % bis 21.9 % an den totalen CO₂-Emissionen.

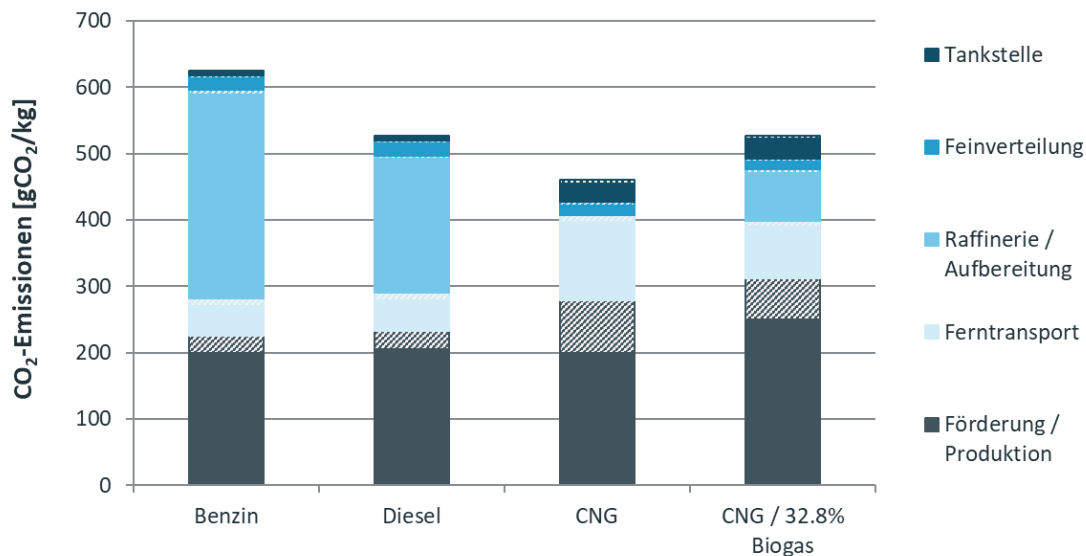


Fig. 4.2 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG und CNG / 32.8 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.5.2 Elektrizität (Verbraucherstrommix 2021-2023)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen des Schweizer Verbraucher-Strommix 2021-2023 liegen bei 127 g CO₂-eq/kWh (siehe Fig. 4.3) und damit knapp 340 % höher (4.4 mal so hoch) als diejenigen des Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2023 (29 g CO₂-eq/kWh, siehe Anhang A).

Der Schweizer Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel 2021-2023 verbraucht pro kWh knapp 2.0 kWh Öl-eq nicht erneuerbare und gut 0.6 kWh Öl-eq erneuerbare Primärenergie.

Der Verbraucherstrommix 2021-2023 basierend auf Produktion und kommerziellem Handel verursacht eine Gesamtumweltbelastung in der Höhe von 506 UBP pro kWh, also

mehr als doppelt soviel wie der Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2023 (230 UBP pro kWh).

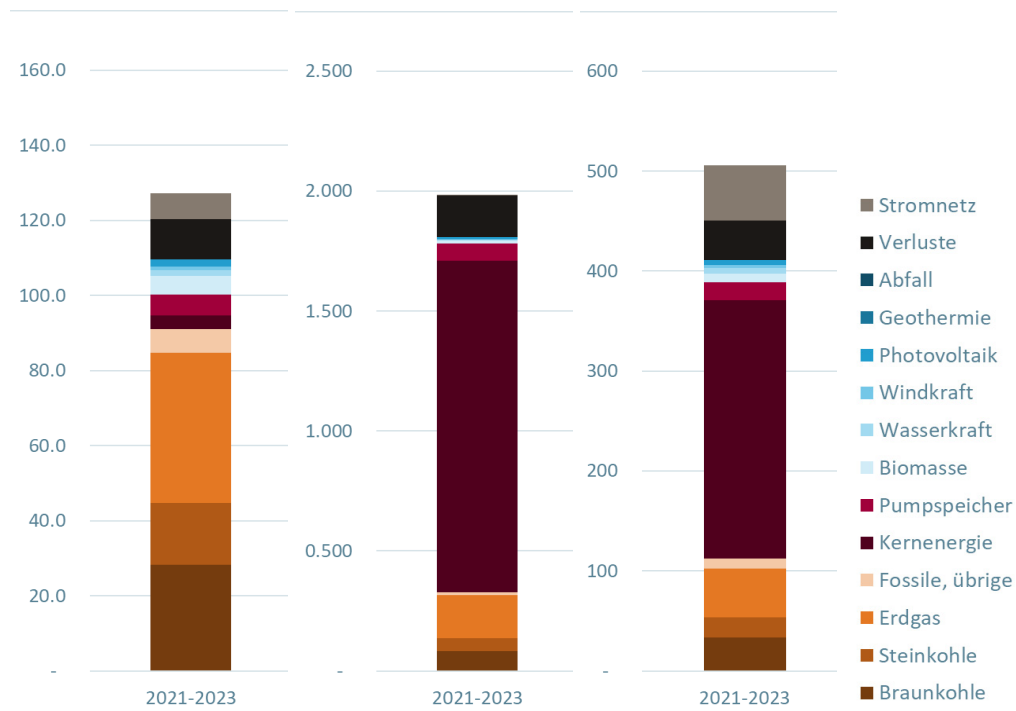


Fig. 4.3 Umweltkennwerte (links: Treibhausgasemissionen (g CO₂-eq), Mitte: Primärenergiebedarf nicht erneuerbar (kWh Öl-eq), rechts: Gesamtumweltbelastung (UBP) gemäss Ökofaktoren 2021 der Methode der ökologischen Knappheit) von 1 kWh des Schweizer Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel 2021-2023.

Für die Strombereitstellung werden die Beiträge der Technologien Wasserkraft, übrige erneuerbare Energieträger, Kernenergie, fossile Energieträger und Pumpspeicherung sowie des Übertragungs- und Verteilnetzes quantifiziert. Der gesamte Primärenergiebedarf des Schweizer Verbraucher-Strommixes 2021-2023 wird zu 59.2 % durch Kernkraftwerke verursacht (siehe Fig. 4.4), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die Stromproduktion in Wasserkraftwerken, die einen Anteil von gut 32 % am Schweizer Verbraucher-Strommix 2021-2023 hat (siehe Tab. 3.5), verursacht 15.1 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Strom aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme von Holzkraftwerken, einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus nuklearen oder fossilen Kraftwerken.¹² Die fossilen Energieträger, die übrigen erneuerbaren Energieträger und die Pumpspeicherung haben einen Anteil von 13.2 %, 8.1 % beziehungsweise

¹² Bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs von erneuerbaren Stromproduktionstechnologien wird gemäss Frischknecht et al. (2015) die geerntete Energie berücksichtigt. Bei der Energiegewinnung in erneuerbaren Anlagen wird die Rotationsenergie (für Wasserkraft bzw. Windkraft) als Primärenergieträger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

3.7 % am gesamten Primärenergiebedarf des Verbraucher-Strommix. Der Beitrag des Übertragungs- und Verteilungsnetzes zum Primärenergiebedarf der Elektrizität liegt bei 0.6 %. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf (weniger als 2 %).

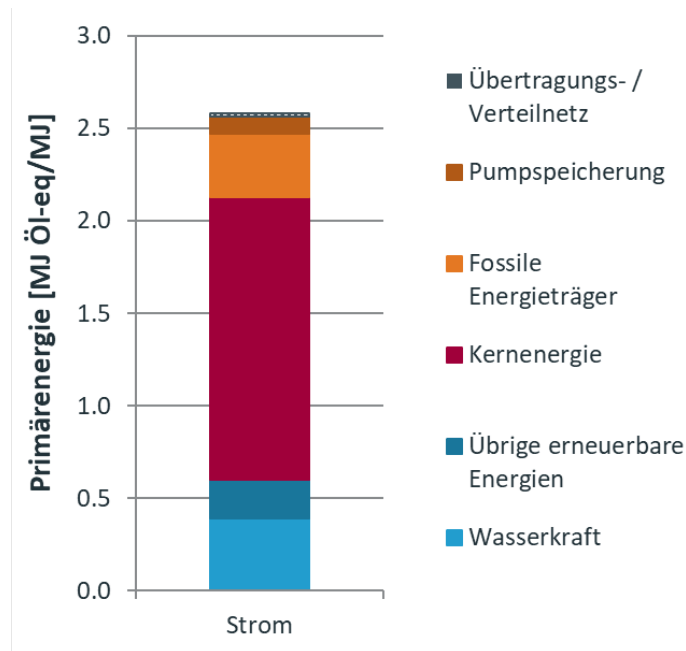


Fig. 4.4 Beiträge der wichtigsten Prozesse zur Primärenergie gesamt von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2021-2023). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO₂-Emissionen des Schweizer Verbraucher-Strommix 2021-2023 werden zu 82.7 % durch Strom aus fossilen Energieträgern verursacht (siehe Fig. 4.5). Pumpspeicherung, die übrigen erneuerbaren Energieträger, die Kernenergie und die Wasserkraft verursachen 4.5 %, 4.3 %, 3.3 %, beziehungsweise 1.5 % der CO₂-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Wasserkraft und der übrigen erneuerbaren Energieträger verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. 4.5). Das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht einen Anteil von 3.6 % an den CO₂-Emissionen des Verbraucher-Strommix.

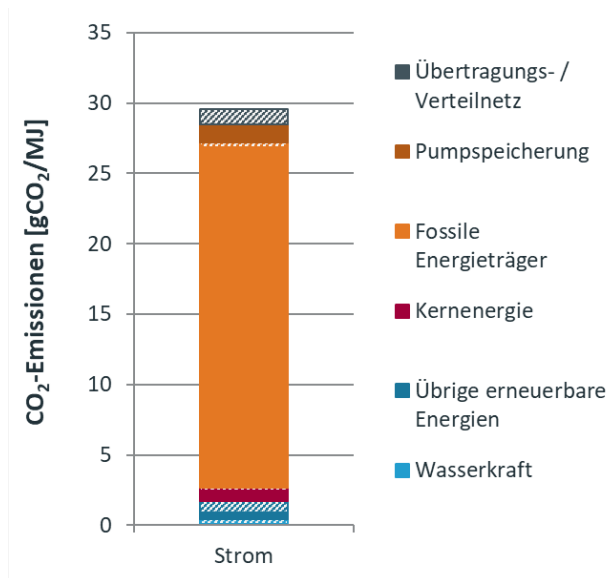


Fig. 4.5 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2021-2023). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.6 Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen

Die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung geltend für das Jahr 2025 werden in Tab. 4.3 und Tab. 4.4 mit den Vorjahreswerten verglichen. Zudem werden die wichtigsten Gründe für die beobachteten Veränderungen beschrieben. Die Umweltkennwerte 2024 der Treibstoff- und Strombereitstellung sind in Frischknecht (2024) beschrieben. Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2025 wurden aktualisierte Sachbilanzen für die Bereitstellung verschiedener Treibstoffe und Wasserstoff sowie des Verbraucherstrommix¹³ und weiterer Strommixe verwendet (siehe Kapitel 3 und Anhang A).

Die CO₂-Emissionen der Benzin-Bereitstellung sind nahezu gleich hoch wie im Vorjahr. Die leichte Zunahme bei den CO₂-Emissionen der Dieselpreparierung sind auf Veränderungen im Anteil Schweiz/Europa und im Herkunftsmix von Rohöl, das in der Schweizer und in Europäischen Raffinerien verarbeitet wird, zurückzuführen. Die tieferen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Flüssiggas (LPG) sind hauptsächlich mit der Korrektur der Lkw-Transportleistung zur Distribution begründet. Der fehlerhafte und nun korrigierte Eintrag stammt aus dem Jahr 2021.

Die Zunahme der CO₂-Emissionen und die Abnahme des Primärenergie-Benzinäquivalents der Bereitstellung von CNG / 32.8 % Biogas sind bedingt durch den deutlichen Anstieg des Biogasanteils von 20 % auf 32.8 %.

¹³ Seit 2024 wird ein Dreijahresmittelwert des Verbraucherstrommix Schweiz verwendet.

Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2025 der Schweizer Strommixe wird der Durchschnitt der Daten der Jahre 2021-2023 verwendet. Die Aktualisierung des Verbraucherstrommix führt zu einem tieferen Anteil Wasserkraft (minus 1.5 %-Punkte) und zu leicht tieferen Anteilen fossiler Kraftwerke im Vergleich zum Mix 2020-2022. Die Anteile Photovoltaik und Windkraft haben zugenommen. Dies führt in der Summe zu einer minimalen Zunahme der CO₂-Emissionen und einem leicht höheren Wert des Primärenergie-Benzinäquivalents.

Der Anteil der aus europäischen Ländern importierten Qualitäten im HKN-Lieferantenstrommix 2023 ist von 26 % auf 16 % zurückgegangen. Auch die Zusammensetzung des HKN-Lieferantenstrommix 2023 hat sich gegenüber dem HKN-Lieferantenstrommix 2022 verändert. Er enthält deutlich mehr Schweizer Wasserkraft, und mehr Kernenergie. Der (tiefe) Anteil der importierten Qualität «fossile Kraftwerke» im HKN-Lieferantenstrommix 2023 ist gesunken, weshalb die Kohlendioxidemissionen um 2 g/kWh oder knapp 10 % tiefer liegen als im Vorjahr.

Die Abnahme des Primärenergie-Benzinäquivalents wie auch die deutliche Abnahme der CO₂-Emissionen des Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle sind dadurch begründet, dass im Jahr 2024 der Anteil Wasserstoff hergestellt in der Schweiz mit Wasserkraft deutlich grösser war als 2023, weniger mit erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff aus Deutschland importiert und ein kleiner Teil des verkauften Wasserstoffs mit Chloralkali Elektrolyse hergestellt wurde.

Tab. 4.3 Vergleich der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2025 und 2024 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Primärenergie-Benzinäquivalent 2025	Primärenergie-Benzinäquivalent 2024	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	1.00 L/L	1.00 L/L	0.0%	Keine Veränderung (Referenztreibstoff)
Diesel	1.10 L/L	1.09 L/L	0.8%	Leichte Zunahme aufgrund der Veränderungen der Herkunft von Rohöl und Fertigprodukten (deutlich weniger aus CH Raffinerie)
CNG	1.41 L/kg	1.41 L/kg	0.0%	Keine Veränderung
CNG / 32.8% Biogas	1.11 L/kg	1.23 L/kg	-9.7%	Deutlich erhöhter Anteil Biogas (+12.8%-Punkte)
LPG (85% C ₃ H ₈)	0.78 L/L	0.79 L/L	-1.0%	Abnahme aufgrund Wechsel auf konsolidierten Datensatz UVEK (weniger Lkw-Transport), der Veränderungen der Herkunft von Rohöl und Fertigprodukten (etwas mehr aus CH Raffinerie)
E85	1.68 L/L	1.67 L/L	0.0%	Kaum Veränderung
Elektrizität, Verbrauchermix 2021-2023	0.22 L/kWh	0.22 L/kWh	1.0%	Anteile Pumpspeicherung, PV und Wind und Kernkraftwerke leicht höher, Anteile Wasserkraft und fossile Kraftwerke leicht kleiner. Verschiebungen innerhalb der fossilen Kraftwerke (mehr Steinkohle und Braunkohle, weniger Erdgas und übrige fossile)
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2023	0.17 L/kWh	0.17 L/kWh	1.5%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2023: höhere Anteile Wasserkraft und Kernenergie, kleinere Anteile fossil und Abfall; Anteil Import deutlich kleiner)
Wasserstoff				
- Mix ab Schweizer Tankstelle	6.62 L/kg	7.51 L/kg	-11.8%	Anteil Wasserstoff hergestellt in der Schweiz mit Wasserkraft grösser, Anteil Wasserstoff hergestellt in Deutschland mit Strom aus erneuerbaren Energien deutlich kleiner und ein Teil des Wasserstoffs wurde mit Chlor-Alkali Elektrolyse hergestellt

Tab. 4.4 Vergleich der Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2025 und 2024 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Kohlendioxid-emissionen 2025	Kohlendioxid-emissionen 2024	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	461 gCO ₂ /L	461 gCO ₂ /L	-0.1%	Kaum Veränderung
Diesel	437 gCO ₂ /L	433 gCO ₂ /L	0.9%	Leichte Zunahme aufgrund der Veränderungen der Herkunft von Rohöl und Fertigprodukten (deutlich weniger aus CH Raffinerie)
CNG	461 gCO ₂ /kg	463 gCO ₂ /kg	-0.6%	Kaum Veränderung (neu Dreijahresstrommix bei der Tankstelle)
CNG / 32.8% Biogas	527 gCO ₂ /kg	503 gCO ₂ /kg	4.7%	Deutlich erhöhter Anteil Biogas (+12.8%-Punkte)
LPG (85% C ₃ H ₈)	355 gCO ₂ /L	373 gCO ₂ /L	-5.0%	Abnahme aufgrund Wechsel auf konsolidierten Datensatz UVEK (weniger Lkw-Transport), der Veränderungen der Herkunft von Rohöl und Fertigprodukten (etwas mehr aus CH Raffinerie)
E85	462 gCO ₂ /L	462 gCO ₂ /L	0.0%	Keine Veränderung
Elektrizität, Verbrauchermix 2021-2023	111 gCO ₂ /kWh	110 gCO ₂ /kWh	0.2%	Anteile Pumpspeicherung, PV und Wind und Kernkraftwerke leicht höher, Anteile Wasserkraft und fossile Kraftwerke leicht kleiner. Verschiebungen innerhalb der fossilen Kraftwerke (mehr Steinkohle und Braunkohle, weniger Erdgas und übrige fossile)
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2023	22.0 gCO ₂ /kWh	24.4 gCO ₂ /kWh	-9.8%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2023: höhere Anteile Wasserkraft und Kernenergie, kleinere Anteile fossil und Abfall; Anteil Import deutlich kleiner)
Wasserstoff				
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1078 gCO ₂ /kg	1584 gCO ₂ /kg	-31.9%	Anteil Wasserstoff hergestellt in der Schweiz mit Wasserkraft grösser, Anteil Wasserstoff hergestellt in Deutschland mit Strom aus erneuerbaren Energien deutlich kleiner und ein Teil des Wasserstoffs wurde mit Chlor-Alkali Elektrolyse hergestellt

A Anhang: HKN-Lieferantenstrommix 2023

A.1 Modellierung und Zusammensetzung des Strommix

Der Schweizer Lieferantenstrommix wurde basierend auf Herkunftsnachweisen (HKN) gemäss Schweizer Stromkennzeichnung für das Jahr 2023 von Pronovo (2024a) aktualisiert. Sie zeigt die an die Schweizer Endkund/-innen verkaufte Stromqualität und die Herkunft dieser Qualitäten (Schweiz/Ausland).

Tab. A.1 Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2023 (Pronovo 2024a).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
Erneuerbare Energien	77.32%	62.22%	15.10%
Wasserkraft	65.65%	53.45%	12.20%
Andere Erneuerbare	5.67%	2.77%	2.90%
Sonne	2.56%	2.43%	0.13%
Wind	2.79%	0.06%	2.73%
Biomasse	0.31%	0.28%	0.03%
Geothermie	0.01%	0.00%	0.01%
Geförderter Strom	6.00%	6.00%	0.00%
Nicht erneuerbare Energien	21.46%	20.60%	0.86%
Kernenergie	20.54%	20.45%	0.09%
Fossile Energieträger	0.92%	0.15%	0.77%
Erdöl	0.01%	0.01%	0.00%
Erdgas	0.39%	0.14%	0.25%
Steinkohle	0.52%	0.00%	0.52%
Abfälle	1.22%	1.22%	0.00%
Nicht überprüfbare Energieträger	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100.00%	84.04%	15.96%

Der Schweizer Lieferantenstrommix ist zu einem bedeutenden Teil mit Herkunftsnachweisen von Wasserkraftwerken (65.7 %) und Kernkraftwerken (20.5 %) unterlegt (Tab. A.1). Die Anteile von anderen erneuerbaren Energieträgern und gefördertem Strom betragen 5.7 % bzw. 6.0 %. Fossile Energieträger und Kehrlichtverbrennungsanlagen haben vergleichsweise geringe Anteile an der in der Schweiz verkauften Stromqualität. Im HKN-Lieferantenstrommix 2023 gibt es keine Stromqualität aus nicht überprüfbaren Energieträgern. Die an Schweizer Kunden gelieferten Herkunftsnachweise wurden zu 84 % von Schweizer Kraftwerken und zu 16 % von Kraftwerken in europäischen Ländern ausgestellt.

Der Anteil „geförderter Strom“ stammt aus Anlagen, die eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten und wird entsprechend dem Pronovo Cockpit (Pronovo 2024b) auf die verschiedenen erneuerbaren Technologien aufgeteilt. Darin sind das Produktionsvolumen und die Anteile der verschiedenen Technologien aufgelistet (Tab.

A.2). Der geförderte Strom wird hauptsächlich mit Wasserkraft (53.4 %) und Biomasse (24.1 %) produziert. Die Anteile von Fotovoltaik und Wind an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz betragen 18.2 % bzw. 4.2 %.

Tab. A.2 Anteile der einzelnen Technologien an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2022 (Pronovo 2024b).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Wind	136.2	4.25%
Wasserkraft	1709.0	53.36%
Biomasse	774.1	24.17%
Fotovoltaik	583.7	18.22%
Total	3203.0	100.00%

Der aus Biomasse produzierte Strom wurde weiter unterteilt in Strom aus Holz, landwirtschaftlichem Biogas, industriellem Biogas und Strom aus Biomasse, die in Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) verbrannt wird. Die Angaben zu diesen Anteilen stammen aus der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (BFE 2024a, b). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tab. A.3 gezeigt.

Tab. A.3 Anteile der einzelnen Technologien für Strom aus Biomasse im Jahr 2023 (BFE 2024a, b).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Holz	538.9	30.14%
Biogas Landwirtschaft	201.7	11.28%
Biogas Industrie	216.8	12.12%
Biomasse KVA	830.9	46.46%
Total	1788.3	100.00%

A.2 Prozessbeiträge

Für die Strombereitstellung werden die Beiträge der Technologien Wasserkraft, übrige erneuerbare Energieträger, Kernenergie, fossile Energieträger und nicht überprüfbare Energieträger sowie des Übertragungs- und Verteilnetzes quantifiziert. Der Primärenergiebedarf des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2023 wird zu 47.0 % durch die Qualität «Kernkraftwerke» verursacht (siehe Fig. A.1), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die Qualität «nicht überprüfbaren Energieträger» wird nicht mehr verkauft. Die Qualität «Wasserkraftwerke», die einen Anteil von knapp 66 % am Schweizer HKN-Lieferantenstrommix hat (siehe Tab. A.1), verursacht 44.1 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Stromqualität aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme der Qualität «Holzkraftwerke», einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Stromqualität von nuklearen oder fossilen Kraftwerken (Messmer & Frischknecht

2016).¹⁴ Die Qualitäten «übrige erneuerbare Energieträger» und «fossile Energieträger» steuern einen Anteil von 6.2 % beziehungsweise 1.8 % zum gesamten Primärenergiebedarf des HKN-Lieferantenstrommix bei. Der Beitrag des Übertragungs- und Verteilnetzes zum Primärenergiebedarf der Elektrizität liegt bei weniger als 1 %. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf (weniger als 2 %).

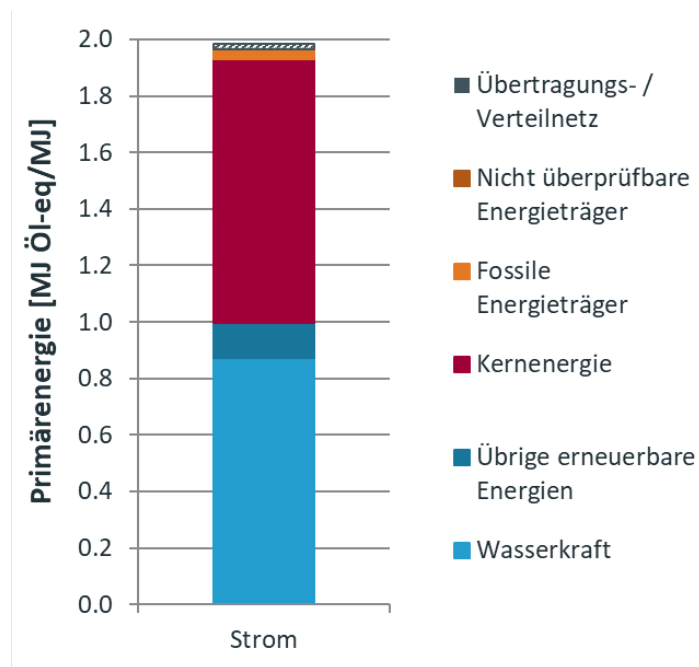


Fig. A.1 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zur Primärenergie des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2023. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO₂-Emissionen des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2023 werden zu 39.8 % durch die Stromqualität «fossile Energieträger» verursacht (siehe Fig. A.1). Die Qualitäten «Wasserkraft», «Kernenergie» und «übrige erneuerbare Energieträger» verursachen 16.9 %, 14.4 % bzw. 11.2 % der CO₂-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Qualitäten «Wasserkraft» und «übrige erneuerbare Energieträger» verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. A.2). Das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht einen Anteil von knapp 18.0 % an den CO₂-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix 2023.

¹⁴ Bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs von erneuerbaren Stromproduktionstechnologien wird gemäss Frischknecht et al. (2015) die geerntete Energie berücksichtigt. Bei der Energiegewinnung in erneuerbaren Anlagen wird die Rotationsenergie (für Wasserkraft bzw. Windkraft) als Primärenergieträger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

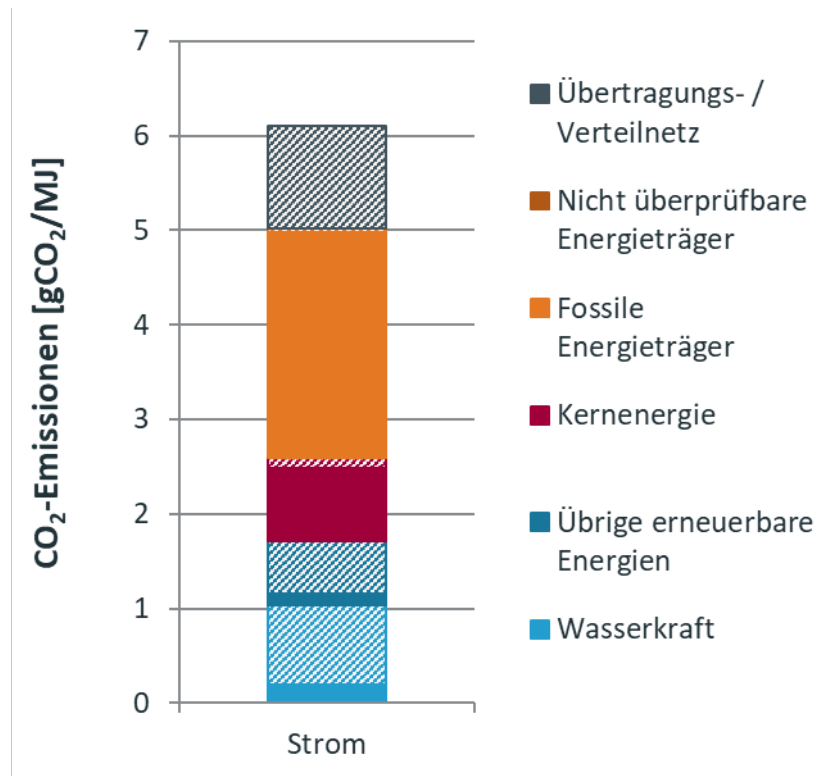


Fig. A.2 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zu den fossilen CO₂-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2023. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die Treibhausgasemissionen des HKN-Lieferanten-Strommix 2023 betragen knapp 29 g CO₂-eq/kWh die Gesamtumweltbelastung liegt bei 230 UBP/kWh (Niederspannung).

Literatur

- Althaus H.-J., Chudacoff M., Hirsch R., Jungbluth N., Osses M. and Primas A. (2007) Life Cycle Inventories of Chemicals. ecoinvent report No. 8, v2.0. EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Avenergy Suisse (2025) Jahresbericht 2024. Avenergy Suisse, Zürich.
- Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.
- BAFU (2024a) Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2023. Bundesamt für Umwelt, BAFU, retrieved from: www.lc-inventories.ch.
- BAFU (2024b) Faktenblatt CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern, Schweiz, retrieved from: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_Emissionsfaktoren.pdf.
- BFE (2024a) Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Ausgabe 2023. Bundesamt für Energie.
- BFE (2024b) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2023. Bundesamt für Energie, September 2024, Bern, retrieved from: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>.
- Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (2016) Energiegesetz, EnG, vom 30. September 2016 (Stand am 1. Januar 2018), Bern, retrieved from: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20121295/201801010000/730.0.pdf>.
- Bünger U., Landinger H., Pschorr-Schoberer E., Schmidt P., Weindorf W., J. J., Lambrecht U., Naumann K. and Lischke A. (2014) Power-to-Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH (DBFZ), München, Heidelberg, Leipzig, Berlin.
- Bussa M., Jungbluth N. and Meili C. (2021) Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- EU-Kommission (2017) Verordnung (EU) Nr. 2017/1151 der Kommission vom 1. Juni 2017 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zu Fahrzeugreparatur- und -wartungsinformationen, zur Änderung der Richtlinie 2007/45/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission sowie der Verordnung (EU) Nr. 1230/2012 der Kommission und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission. Europäische Kommission, retrieved from: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1151&from=EN>.
- Frischknecht R., Wyss F., Büsser Knöpfel S., Lützkendorf T. and Balouktsi M. (2015) Cumulative energy demand in LCA: the energy harvested approach. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 20(7), pp. 957-969, 10.1007/s11367-015-0897-4, retrieved from: <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-015-0897-4>.
- Frischknecht R., Alig M. and Stolz P. (2020) Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings. treeze Ltd., Uster.

- Frischknecht R. (2024) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2024 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.
- Hischier R., Althaus H.-J., Bauer C., Büsser S., Doka G., Frischknecht R., Kleijer A., Leuenberger M., Nemecek T. and A. S. (2010) Documentation of changes implemented in ecoinvent Data v2.2. ecoinvent Centre, Zürich, Switzerland.
- IEA (2025) Monthly Oil Statistics 2024. International Energy Agency IEA, Paris, retrieved from: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/monthly-oil-statistics>.
- Jungbluth N., Chudacoff M., Dauriat A., Dinkel F., Doka G., Faist Emmenegger M., Gnansounou E., Kljun N., Schleiss K., Spielmann M., Stettler C. and Sutter J. (2007) Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17, v2.0. ESU-services, Uster, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Jungbluth N., Meili C. and Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Jungbluth N. and Meili C. (2018) Life cycle inventories of oil products distribution. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Kägi T., Waldburger L., Kern C., Roberts G., Zschokke M., Conte F. and Weber L. (2021) Life cycle inventories of heating systems; Heat from natural gas, biomethane, district heating, electric heating, heat pumps, PVT, wood, cogeneration. Carbotech AG, Basel and Zürich, Switzerland.
- KBOB, ecobau and IPB (2024) Regeln für die Ökobilanzierung von Baustoffen und Bauprodukten in der Schweiz, Version 7.1. Plattform "Ökobilanzdaten im Baubereich", KBOB, eco-bau, IPB, Bern.
- Krebs L. and Frischknecht R. (2020) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. treeze Ltd., Uster.
- Meili C., Jungbluth N. and Wenzel P. (2018a) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Meili C., Jungbluth N. and Annaheim J. (2018b) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Meili C., Jungbluth N. and Bussa M. (2021a) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Meili C., Jungbluth N. and Bussa M. (2021b) Life cycle inventories of crude oil and natural gas extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- Pronovo (2024a) Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Berichtsjahr 2023, Stand August 2024. Pronovo AG, Frick, retrieved from: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Pronovo (2024b) Pronovo Cockpit, Stand 1. Juli 2024. Pronovo AG, Frick, Schweiz, retrieved from: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Schweizerischer Bundesrat (2018) Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung, EnEV) vom 1. November 2017 (Stand am 31. Juli 2018). In: SR 730.02, Bern, retrieved from: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20162950/201807310000/730.02.pdf>.
- Simons A. and Bauer C. (2011) Life cycle assessment of hydrogen production. In: *Transition to Hydrogen; Pathways Toward Clean Transportation* (Ed. Wokaun A. and Wilhelm E.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom.
- Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster, CH.

- UVEK (2023) Verordnung des UVEK über die Festlegungen zur Angabe des Energieverbrauchs und weiterer Eigenschaften von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern (VEE-PLS). In: 730.022.2. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bern.
- VSG (2025) Verband der Schweizerischen Gasindustrie Statistik 2025. Verband der Schweizerischen Gasindustrie, retrieved from: www.gazenergie.ch.
- Werner F. (2017) Background report for the life cycle inventories of wood and wood based products for updates of ecoinvent 2.2. Werner Environment & Development, Zürich, CH.