



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Energieeffizienter Verkehr

**Bericht** vom 26. September 2022

---

# **Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2022 der Strom- und Treibstoffbereitstellung**

---

**Datum:** 26. September 2022

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

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

**Auftragnehmer/in:**

treeze Ltd.  
Kanzleistrasse 4, CH-8610 Uster  
[www.treeze.ch](http://www.treeze.ch)

**Autor/in:**

Rolf Frischknecht, treeze Ltd., [frischknecht@treeze.ch](mailto:frischknecht@treeze.ch)

**BFE-Bereichsleitung:** Daniel Schaller, Fachspezialist Energieeffizienter Verkehr,  
[daniel.schaller@bfe.admin.ch](mailto:daniel.schaller@bfe.admin.ch)

**BFE-Programmleitung:** Christoph Schreyer, Leiter Sektion Energieeffizienter Verkehr,  
[christoph.schreyer@bfe.admin.ch](mailto:christoph.schreyer@bfe.admin.ch)

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

---

# Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2022 der Strom- und Treibstoffbereitstellung

---

Autor

**Rolf Frischknecht**

Auftraggeber

**Bundesamt für Energie BFE**

Uster, 26. September 2022

---

## Impressum

---

Titel	Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2022 der Strom- und Treibstoffbereitstellung
Autor	Rolf Frischknecht treeze Ltd., fair life cycle thinking Kanzleistr. 4, CH-8610 Uster <a href="http://www.treeze.ch">www.treeze.ch</a> Phone +41 44 940 61 91 info@treeze.ch
Auftraggeber	Bundesamt für Energie BFE
Liability Statement	Information contained herein have been compiled or arrived from sources believed to be reliable. Nevertheless, the authors or their organizations do not accept liability for any loss or damage arising from the use thereof. Using the given information is strictly your own responsibility.
Version	2022.09.26_754-Aktualisierung-Energieetikette-v1.4.docx, 9/26/2022 2:33:00 PM

---

## Abkürzungen

---

a	Jahr (annum)
BÄ	Benzinäquivalent
CH	Schweiz
CNG	Erdgas (engl. compressed natural gas)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CO <sub>2</sub> -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 <sup>3</sup>	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 CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenwagen zu deklarieren. Auf der Energieetikette werden die Energieeffizienzklasse, der Normverbrauch und der CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung werden mit dem gleichen Ansatz berechnet und müssen in der Preisliste und in Online-Konfiguratoren angegeben werden. Die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehen, werden separat angezeigt. Zur Berechnung der Effizienzklassen 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 Energieeffizienzklassen. Für die Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette wurde der aktuellste und von den Bundesämtern genutzte UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 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 1.09 L/L, dasjenige von Bioethanol (E85) liegt bei 1.66 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.66 L/m<sup>3</sup>, das aber je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variiert. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas, dem mindestens 20 % Biogas beigemischt werden, hat ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.79 L/m<sup>3</sup>. Das Primärenergie-Benzinäquivalent der Elektrizität (Schweizer Verbraucherstrommix) beträgt 0.22 L/kWh, dasjenige des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 0.17 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 527 g CO<sub>2</sub>/L bzw. 508 g CO<sub>2</sub>/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 20 % Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 298 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> bzw. 223 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Schweizer Elektrizität (Verbraucherstrommix) ab einer Niederspannungssteckdose betragen 94 g CO<sub>2</sub>/kWh, diejenigen des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 22.5 g CO<sub>2</sub>/kWh.

---

## Résumé

---

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme sert à indiquer l'efficacité énergétique et les émissions de CO<sub>2</sub> des voitures de tourisme. L'étiquette-énergie mentionne la catégorie d'efficacité énergétique, la consommation normalisée et les émissions de CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 UVEK DQRv2:2022 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 1.66 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel, légèrement plus élevé que celui de l'essence, est de 1.09 l/l. Parmi les carburants gazeux considérés, l'hydrogène délivré par les stations-service suisses a un équivalent essence d'énergie primaire de 0.66 l/m<sup>3</sup>, équivalent qui varie fortement en fonction du processus de fabrication et du mix d'électricité utilisé. Le gaz naturel délivré par les stations-service suisses, qui contient au moins 20 % de biogaz, a un équivalent essence d'énergie primaire de 0.79 l/m<sup>3</sup>. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité (mix des consommateurs) est de 0.22 l/kWh, celui des fournisseurs sur la base des garanties d'origines est de 0.17 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de la production d'essence et de diesel s'élèvent à 527 g CO<sub>2</sub>/l, respectivement à 508 g CO<sub>2</sub>/l. La production de gaz naturel (20 % de biogaz) et d'hydrogène délivrés par les stations-service suisses provoque des émissions de dioxyde de carbone de 298 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>, respectivement de 223 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique Suisse (mix d'électricité effectivement livrée aux consommateurs) à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 94 g CO<sub>2</sub>/kWh, celle du mix d'électricité des fournisseurs suisses sur la base des garanties d'origines s'élèvent à 22.5 g CO<sub>2</sub>/kWh.

---

## Sintesi

---

L'etichetta Energia per le automobili ha lo scopo di dichiarare l'efficienza energetica e le emissioni di CO<sub>2</sub> delle automobili. Sull'etichetta sono indicate la categoria di efficienza energetica, il consumo normalizzato e le emissioni di CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 UVEK DQRv2:2022, 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 1.66 l/l. L'equivalente per il diesel, che è leggermente superiore rispetto a quello per la benzina, si attesta a 1.09 l/l. Tra i carburanti gassosi considerati, l'idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere presenta il minore equivalente benzina per l'energia primaria (0.66 l/m<sup>3</sup>); tale valore può tuttavia variare notevolmente a seconda del processo di produzione e del mix elettrico impiegato. Il gas naturale messo a disposizione nelle stazioni di rifornimento svizzere, al quale è aggiunto almeno il 20 per cento di biogas, ha un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 0.79 l/m<sup>3</sup>. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori) è pari a 0.17 l/kWh, quello dei fornitori svizzeri a 0.22 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della produzione di benzina e di diesel sono compresi tra 527 g CO<sub>2</sub>/l e 508 g CO<sub>2</sub>/l. La messa a disposizione di gas naturale / biogas 20 % e di idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere genera emissioni di biossido di carbonio pari rispettivamente a 298 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> e a 223 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Le emissioni di biossido di carbonio fossile generate dal mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori) a partire da una presa di corrente a bassa tensione sono pari a 94 g CO<sub>2</sub>/kWh, quelle dei fornitori svizzeri a 22.5 g CO<sub>2</sub>/kWh .

---

# Inhalt

---

1	EINLEITUNG	1
2	INDIKATOREN DER ENERGIEETIKETTE	2
2.1	Well-to-Tank Betrachtung	2
2.2	Messgrößen	2
2.3	Datengrundlage	3
3	TREIBSTOFFBEREITSTELLUNG	4
3.1	Übersicht	4
3.2	Benzin und Diesel	4
3.2.1	Rohölförderung	4
3.2.2	Raffinerie	4
3.2.3	Tankstelle	6
3.3	Erdgas (CNG) / Biogas	7
3.4	Flüssiggas (LPG)	8
3.5	Bioethanol (E85)	8
3.6	Elektrizität: Strommix Produktion und kommerzieller Handel 2020	8
3.7	Wasserstoff	10
4	UMWELTKENNWERTE DER ENERGIEETIKETTE FÜR PERSONENWAGEN	13
4.1	Übersicht	13
4.2	Stoffwerte der Treibstoffe	13
4.3	Primärenergie-Benzinäquivalente	14
4.4	Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen	16
4.5	Prozessbeiträge	17
4.5.1	Treibstoffe	17
4.5.2	Strom (Verbraucherstrommix 2020)	19
4.6	Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen	22
A	ANHANG: HKN-LIEFERANTENSTROMMIX 2020	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 CO<sub>2</sub>-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 sind das Design der Etikette, die Berechnung der Kategoriengrenzen und die periodische Anpassung der Energieeffizienz-Kategorien an den technischen Fortschritt festgelegt. Die Berechnung 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-PW) geregelt (UVEK 2019).

Das Bundesamt für Energie aktualisiert jährlich die Grundlagendaten für die Energieetikette für Personenwagen. Die Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung basieren auf dem UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 (KBOB et al. 2022). Für die Energieetikette 2022 werden die Indikatoren Primärenergiebedarf, Gesamtumweltbelastung, Treibhausgasemissionen und Kohlendioxid-Emissionen (CO<sub>2</sub>) der Treibstoff- und der Strombereitstellung berechnet.

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 UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 eingebettet. Den Sachbilanzen von schweizerischen und europäischen Raffinerieprodukten liegen die Daten zum aktuellen Herkunftsmix des verarbeiteten Rohöls zugrunde. Für die Benzin- und Dieselpreparierung in der Schweiz wurden der Anteil der importierten Treibstoffe sowie deren Herkunft und Transportdistanzen neu ermittelt. Ebenso wurden die Sachbilanzen des Schweizer 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, des Ferntransports und der Raffinerie von Rohöl sowie der Bereitstellung von Raffinerieprodukten (Benzin, Diesel etc.) wurden 2018 publiziert (Jungbluth & Meili 2018; Jungbluth et al. 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 Niederspannungskunden (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 CO<sub>2</sub>-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 Energieeffizienz kategorien 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 zu den **fossilen Kohlendioxidemissionen (CO<sub>2</sub>)** der Treibstoff- und Strombereitstellung angefügt werden. Dieses Treibhausgas wird bei der Verbrennung fossiler Energieträger und bei der Herstellung von Klinker ausgestossen. Die CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen kann als Volumen (Liter oder Kubikmeter), 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.<sup>1</sup> 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 UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 (KBOB et al. 2022). Die Modellierung erfolgt gemäss den Bilanzierungsregeln der KBOB (KBOB et al. 2021), die auf den Bilanzierungsregeln derecoinvent Datenbestände v1&v2 basieren. Weitere, Treibstoff- beziehungsweise Strom-spezifische Datengrundlagen sind in den Unterkapiteln des Kapitels 3 genannt.

---

<sup>1</sup> 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 Kubikmeter 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.

## 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 neuen Daten zur Erdölförderung konnten nicht berücksichtigt werden.

### 3.2 Benzin und Diesel

#### 3.2.1 Rohölförderung

Das in der Schweizer Raffinerie in Cressier im Jahr 2021 verarbeitete Rohöl wurde in Nigeria, Kasachstan, Nordafrika, und den USA gefördert (Avenergy Suisse 2022, siehe auch 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 wurden kürzlich aktualisiert (Meili et al. 2018a). Diese Sachbilanzen sind im UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 enthalten. Für die Rohölförderung in Nordafrika (Libyen und Algerien), Grossbritannien und Aserbaidschan werden die 2019 aktualisierten Sachbilanzen verwendet (Stolz & Frischknecht 2019).

#### 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 (2022) und der Internationalen Energieagentur (IEA 2022) bestimmt.

Das in der Schweizer Raffinerie im Jahr 2021 verarbeitete Rohöl stammte aus Nigeria (39.5 %, inkl. Elfenbeinküste), den USA (31.5 %), Nordafrika (Libyen: 24.5 %, Algerien: 1.8 %) und Kasachstan (2.7 %) (Avenergy Suisse 2022). Die Importmengen von Rohöl aus den einzelnen Förderregionen sowie die Transportdistanzen sind in Tab. 3.1 aufgelistet. Die Distanzen für die Ferntransporte von Rohöl aus verschiedenen Förderregionen stammen aus Meili et al. (2018b).

Das in Nigeria geförderte Rohöl wird in Pipelines über eine Distanz von 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. 2018b).

Tab. 3.1 Herkunftsmix 2021 und Transportdistanzen von Rohöl, das in der Schweizer Raffinerie in Cressier verarbeitet wurde (Avenegy Suisse 2022; Meili et al. 2018b; eigene Berechnungen).

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	606'827	26.2%	1'220	1'150
Nigeria	914'198	39.5%	760	8'000
USA	728'332	31.5%	1'870	10'100
Kasachstan	62'366	2.7%	2'560	3'700
<b>Total</b>	<b>2'311'723</b>	<b>100.0%</b>	<b>1'279</b>	<b>6'747</b>

Die Herkunft des Rohöls, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wurde, unterscheidet sich deutlich vom Schweizer Rohölmix (siehe Tab. 3.2). Die wichtigsten Herkunftsländer und -regionen sind Russland (28.2 %), Norwegen (11.4 %), USA (10.2 %), Nordafrika (10.0 %), Nigeria und weitere Länder des südlichen Afrika (8.6 %), Irak (8.5 %), Grossbritannien (6.7 %), Saudi-Arabien (4.9 %) und Kasachstan (4.7 %) (IEA 2022). Der Rest des in europäischen Raffinerien verarbeiteten Rohöls wird aus Ländern Zentralasiens und Südamerikas importiert. Die Transportdistanzen für Pipelines und Öltanker basieren weitgehend auf Angaben aus Meili et al. (2018b) (Tab. 3.2).

Tab. 3.2 Herkunftsmix 2021 und Transportdistanzen von Rohöl, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird (IEA 2022; Meili et al. 2018b; eigene Berechnungen).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	53'639	10.0%	720	1'150
Nigeria / südliches Afrika	46'171	8.6%	260	8'000
Saudi-Arabien	26'364	4.9%	1'420	4'100
Irak	45'554	8.5%	1'070	2'900
USA	54'644	10.2%	1'370	9'700
Mexiko	7'687	1.4%	360	10'000
Südamerika	14'957	2.8%	430	8'570
Norwegen	61'240	11.4%	500	1'050
Grossbritannien / Europa	35'815	6.7%	100	1'000
Russland	150'689	28.2%	3'600	0
Kasachstan	25'402	4.7%	2'060	3'700
Aserbaidshon	10'333	1.9%	1'700	3'700
Übrige Förderregionen	2'806	0.5%	1'620	3'061
<b>Total</b>	<b>535'301</b>	<b>100.0%</b>	<b>1'620</b>	<b>3'061</b>

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 UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 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 (2022) aktualisiert. Im Jahr 2021 wurden 26.2 % des Benzins und 29.9 % des Diesels in der Schweizer Raffinerie produziert (Tab. 3.3).

Tab. 3.3 Herkunftsmix von Benzin und Diesel an Schweizer Tankstellen im Jahr 2021 (Avenergy Suisse 2022).

Herkunftsmix	Benzin		Diesel	
	kt	%	kt	%
Schweiz	522	26.2%	1'196	29.9%
Europa	1'471	73.8%	2'805	70.1%
<b>Total</b>	<b>1'993</b>	<b>100.0%</b>	<b>4'002</b>	<b>100.0%</b>

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 der Erdölvereinigung dienten als Grundlage für diese Berechnungen (Avenergy Suisse 2022). Die beiden wichtigsten Herkunftsländer für den Import von Benzin in die Schweiz sind Deutschland (78.8 %) und Italien (10.1 %). Der importierte Diesel wird hauptsächlich in Deutschland (55.9 %), den Niederlanden (20.5 %) sowie in Belgien und Luxemburg (13.1 %) 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 2021 basierend auf Avenenergy Suisse (2022) und eigenen Berechnungen.

Transportdistanzen	Benzin	Diesel
	km	km
Bahn	173	155
Lastwagen	67	35
Binnenschiff	207	329
Flugzeug	0	0
Pipeline	1	34
Hochseetanker	0	11
Regionalverteilung Bahn	30	30
Regionalverteilung Lastwagen	50	50
<b>Total</b>	<b>528</b>	<b>643</b>

### 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 2010 und sind in Bauer et al. (2012) ausführlich dokumentiert. Der Sachbilanzdatensatz der kombinierten Produktion von Erdöl und Erdgas in Norwegen wurde von Meili et al. (2018a) aktualisiert.

Das in der Schweiz genutzte Erdgas stammt aus Russland (31.4 %), den Niederlanden (27.3 %), Norwegen (26.5 %), Deutschland (8.1 %), Nordafrika (2.4 %), Grossbritannien (2.2 %), Nigeria (1.3 %) und dem Mittleren Osten (0.9 %). 3 % der Erdgaslieferungen erfolgen mit Flüssiggas-Tankern. 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 enthält einen Anteil von mindestens 20 % Biogas. 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 Energieinhalt und 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 Hischer et al. 2010). Die aktualisierten Sachbilanzen der Förderung, des Transports und der Raffinierung von Rohöl (Meili et al. 2018a, 2018b; Jungbluth et al. 2018) sind im UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022 enthalten (siehe Unterkapitel 3.2). Im Jahr 2021 betrug der Anteil in der Schweiz hergestellten Flüssiggases 45.2 %, die anderen 54.8 % wurden importiert.

### 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 m<sup>3</sup> 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

2020

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 neu der Schweizer Verbraucherstrommix zu Grunde. Dieser Strommix repräsentiert den im Jahr 2020 an Schweizer Endkund:innen gelieferten Strom. Er entspricht dem Default-Strommix Schweiz, der gemäss Bilanzierungsregeln der KBOB et al. (2021) in Ökobilanzen einzusetzen ist.

Der Verbraucherstrommix der Schweiz 2020 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 wurde. 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 Produktionsmixen dieser Länder modelliert.

Die Daten zur Stromproduktion und zum Stromhandel stammen von der ENTSO-E transparency platform<sup>2</sup>. Die verwendeten Daten zum Stromverbrauch der Schweiz 2020 (Viertelstundenwerte im File Energieübersicht 2020) wurden von Swissgrid publiziert<sup>3</sup>.

Der Stromverbrauch und -mix für Pumpspeicherkraftwerke wurde bestimmt, indem die stündliche Produktion mit dem Faktor 1.25 multipliziert und mit den Technologieanteilen der Stromproduktion von jeweils 12 Stunden vorher abgebildet.

Der so erhaltene Verbraucherstrommix repräsentiert annähernd den Technologiemit der Produktion der Strommengen, die von Schweizer Stromversorgungsunternehmen und von Unternehmen mit Zugang zum liberalisierten Strommarkt im Jahr 2020 eingekauft wurde.

Die Technologieanteile unterscheiden sich deutlich von denjenigen des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen des Jahres 2020 (siehe Anhang A): Die Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke sind mit rund 38 % beziehungsweise rund 9 % deutlich höher (und zwar um 18 %-Punkte beziehungsweise 8 %-Punkte), der Wasserkraftanteil mit knapp 35 % um 30.5 %-Punkte tiefer (siehe Tab. 3.5 und Tab. A.1) als im Mix der an die Schweizer Endkund:innen gelieferten Stromqualitäten.

---

<sup>2</sup> <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (Zugriff im April 2022). Produktion: actual generation per production type, 1.1.-31.12.2020; Handel: scheduled commercial exchanges.

<sup>3</sup> <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/generation.html> (Zugriff im April 2022)

Tab. 3.5 Verbraucherstrommix Schweiz 2020 basierend auf der Integration der Stundenwerte von Produktion und kommerziellem Handel (zusammenfassende Darstellung)

Technologie	Anteile	davon Inland
Braunkohle	1.87%	0.00%
Steinkohle	1.02%	0.00%
Erdgas	5.53%	0.00%
übrige Fossile	0.89%	0.45%
Kernenergie	37.86%	16.42%
Pumpspeicherkraftwerke	2.94%	2.02%
Biomasse	2.72%	1.40%
Wasserkraft	35.35%	27.09%
Windkraft	6.64%	0.11%
Photovoltaik	4.02%	2.11%
Abfall	1.18%	0.83%
Total	100.0%	50.4%

In Anhang A wird der Schweizer Lieferanten-Strommix 2020 basierend auf Herkunftsnachweisen beschrieben und dessen Umweltauswirkungen quantifiziert.

### 3.7 Wasserstoff

Die Ökobilanz der Bereitstellung von Wasserstoff beinhaltet die Wasserstoff-Herstellung, den Transport von zentral produziertem Wasserstoff (Import und Auslieferung) sowie das Komprimieren und Betanken des Wasserstoffs an Tankstellen. Die Sachbilanzen für die Bereitstellung von Wasserstoff an Schweizer Tankstellen sind in Tschümperlin und 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 Kohlendioxid wird nicht weiterverwendet und emittiert.

Zentral hergestellter Wasserstoff wird mit 32 Tonnen schweren Lastwagen (Trailer), die maximal 338 kg Wasserstoff transportieren können, über eine Distanz von durchschnittlich 75 km zu den Tankstellen transportiert. In den Tankstellen wird Wasserstoff mit Hilfe von Strom von 30 bar auf 880 bar komprimiert. Ein Druck von 880 bar wird benötigt, um einen Druck von 700 bar bei 15 °C im voll befüllten Fahrzeugtank in jedem Fall zu gewährleisten (Bünger et al. 2014).

In der Schweiz gibt es mittlerweile zehn Wasserstoff-Tankstellen, wovon neun öffentlich zugänglich ist. Die öffentlich zugänglichen Tankstellen befinden sich in Zofingen, Rümlang, Rothenburg, Hunzenschwil, Crissier, Bern, Frenkendorf, Geuensee, Gossau und Müntschemier und werden von Coop, Avia, Agrola beziehungsweise Schwab-Guyot betrieben.<sup>4</sup> Zwei weitere Tankstellen in Frenkendorf und Gossau gingen erst im 2022 in Betrieb.

Die öffentlichen Tankstellen werden mit Wasserstoff von Hydrospider versorgt. Gemäss Aussagen von Hydrospider wird der Wasserstoff entweder in der betriebseigenen 2-MW-Elektrolyseanlage beim Alpiq Laufwasserkraftwerk in Gösigen hergestellt oder von Dritten bezogen. Der von Dritten bezogene Wasserstoff stammt aus dem In- und dem benachbarten Ausland und ist entweder grün (hergestellt mit Elektrizität, die mit Herkunftsnachweisen, HKN unterlegt ist) oder grau, wobei die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen kompensiert werden.<sup>5</sup> Der Herkunftsmix des in der Schweiz an öffentlichen Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs wird nicht im Detail kommuniziert. Die Kapazität der Produktionsanlage auf dem Gelände des Laufwasserkraftwerks Niedergösgen reicht aus, um 85 % des letztjährigen Bedarfs zu decken.<sup>6</sup> Aufgrund von Gründen höherer Gewalt konnte dieser Deckungsgrad im 2021 bei weitem nicht erreicht werden, was den Einkauf von namhaften Mengen grünen und grauen Wasserstoffs zur Folge hatte.<sup>7</sup> Unter Würdigung der ausserordentlichen Situation wird der in der Sachbilanz verwendete Produktionsmix auf Basis der Kapazität bestimmt. Demzufolge wurde 85 % zentral mit Laufwasserkraft erzeugt und der eingekaufte Wasserstoff war je zur Hälfte (je 7.5 %) grün beziehungsweise grau. Für die Herstellung des eingekauften grünen Wasserstoffs wurden die physikalische Stromproduktion und die HKN getrennt eingekauft.

Für den eingekauften grünen Wasserstoff wird gemäss den Bilanzierungsregeln der KBOB (KBOB et al. 2021, Ziffern 6.6 und 6.7) der Verbraucherstrommix eingesetzt.

---

<sup>4</sup> <https://hydrospider.ch/tankstellen/>, abgerufen am 20.05.2022.

<sup>5</sup> Persönliche Mitteilungen Nicolas Crettenand, Hydrospider AG, 14.04. bis 12.05.2022

<sup>6</sup> Persönliche Mitteilung von Philipp Dietrich, CTO H<sub>2</sub> Energy Holding, an Christoph Schreyer, BFE, 3. Juni 2022

<sup>7</sup> Persönliche Mitteilung von Rolf Moser, Verwaltungsratspräsident, H<sub>2</sub> Energy Holding, an Christoph Schreyer, BFE, 3. Juni 2022

Emissionszertifikate werden in der Ökobilanz von Wasserstoff aus Methanreformierung gemäss den Bilanzierungsregeln der KBOB (KBOB et al. 2021, Ziffer 6.7) nicht eingerechnet.

Der Wasserstoff wird mit Wasserstoff-Trailern zu den öffentlichen Tankstellen transportiert.

Des Weiteren gibt es eine halb-öffentliche Wasserstoff-Tankstelle der Empa in Dübendorf. Privatpersonen müssen einmalig einen Badge beantragen und können danach jederzeit Wasserstoff tanken. Der Wasserstoff der Tankstelle der Empa wird ebenfalls via PEM-Elektrolyse hergestellt und auf das Druckniveau von 700 bar für Personenwagen komprimiert.<sup>8</sup> Der für die Elektrolyse eingesetzte Strom wird zu 2.5 % von einer betriebseigenen Photovoltaik (PV) Anlage, zu 7.2 % im eigenen BHKW (26 % Biogas, 74 % Erdgas) und zu 90.3 % im Laufwasserkraftwerk in Eglisau erzeugt.<sup>9</sup>

In der Schweiz gab es Ende 2021 gemäss dem European Alternative Fuels Observatory 200 Brennstoffzellenautos.<sup>10</sup> An den öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen wurden von Personenwagen im Jahr 2021 ungefähr 14'250 kg und an der halb-öffentlichen Tankstelle in Dübendorf 3'350 kg Wasserstoff von 700 bar bezogen.<sup>11</sup> Somit stellen die öffentlichen Tankstellen rund 81 % des an Schweizer Tankstellen von Personenwagen bezogenen Wasserstoffs bereit. Die restlichen 19 % werden an der halb-öffentlichen Tankstelle der Empa in Dübendorf verkauft.

Der Wasserstoffmix, der im Jahr 2021 in der Schweiz getankt wurde, wurde zu 6.1 % über Methanreformierung und zu 93.9 % über das Elektrolyseverfahren hergestellt. Bei der Elektrolyse werden 68.9 % des Wasserstoffs zentral mit Wasserkraftstrom, 6.1 % zentral mit dem Schweizer Verbraucherstrommix, 17.1 % dezentral mit Wasserkraftstrom, 1.4 % dezentral mit BHKW-Strom (rund drei Viertel Erdgas und ein Viertel Biogas) und 0.4 % dezentral mit PV-Strom hergestellt.

---

<sup>8</sup> Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 28.04.2020.

<sup>9</sup> Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 03.05.2022.

<sup>10</sup> <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/switzerland/vehicles-and-fleet>, abgerufen am 20.05.2022.

<sup>11</sup> Persönliche Mitteilungen der Betreiber von Wasserstoff-Tankstellen (Agrola, Avia, Coop, Schwab-Guyot), Mai 2022 und Christian Bach, Empa, Mai 2022; Die an Coop-Tankstellen von Personenwagen getankte Menge wurde geschätzt. Basis war der Anteil am Gesamtabsatz bei anderen Tankstellen.

## 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen (Unterkapitel 4.4) diskutiert. In Unterkapitel 4.5 werden die Beiträge der einzelnen Verarbeitungsschritte zu den gesamten CO<sub>2</sub>-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 / 10 % Biogas, CNG / 20 % Biogas und Wasserstoff auf den Werten, die für das schweizerische Treibhausgasinventar verwendet werden (BAFU 2019). 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 (2019) enthalten und basieren auf den im Thermodynamik-Standardwerk Baehr (1989) publizierten Stoffwerten. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas werden sowohl die Stoffwerte, die den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung des UVEK Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2022 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 / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas verwendet wurden, basieren auf Angaben der Empa.<sup>12</sup>

Das in den Sachbilanzen des UVEK Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2022 abgebildete Erdgas und Biogas basiert auf der Zusammensetzung von in der Schweiz abgesetzten Treibstoffen. Die Dichte und der Heizwert, die in den Sachbilanzen der Erdgas- und

---

<sup>12</sup> Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 13.05.2020.

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 / 10 % Biogas und CNG / 20 % 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 ( $\text{Nm}^3$ ) umgerechnet (EU-Kommission 2017).<sup>13</sup> 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 und 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 / 10 % Biogas und CNG / 20 % 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 / 10 % Biogas bzw. CNG / 20 % Biogas) haben ein Benzinäquivalent von 1.14 L/L bzw. 1.03 L/m<sup>3</sup>. Das Benzinäquivalent von Wasserstoff beträgt 0.34 L/m<sup>3</sup>, 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) bedeutet, dass weniger Energie für die Förderung, Aufbereitung und den Transport eines Treibstoffs bis zur Tankstelle aufgewendet wird.

---

<sup>13</sup> Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 01.06.2017.

Die Primärenergiefaktoren 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 20 % Biogas hat mit 1.04 MJ Öl-eq/MJ den geringsten spezifischen Primärenergiefaktor, gefolgt von CNG / 10 % Biogas mit einem Primärenergiefaktor von 1.11 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 Methan-Dampfreformierung hat mit 2.30 MJ Öl-eq/MJ den tiefsten Primärenergiefaktor, während der Primärenergiefaktor von Wasserstoff, der dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Lieferantenstrommix produziert wird, nahezu doppelt so hoch ist (4.20 MJ Öl-eq/MJ). Der durchschnittliche Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (68.9 % zentral mit Wasserkraftstrom, 6.1 % Methanreformierung, 6.1 % zentral mit dem Verbraucherstrommix, 17.1 % dezentral mit Wasserkraftstrom, 1.4 % dezentral mit BHKW-Strom (rund drei Viertel Erdgas und ein Viertel Biogas) und 0.4 % dezentral mit PV-Strom) hat einen Primärenergiefaktor von 2.62 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Elektrizität beträgt 2.55 MJ Öl-eq/MJ bzw. 9.18 MJ Öl-eq/kWh (Basis Verbraucherstrommix 2020), derjenige des HKN-Lieferantenstrommix 1.97 MJ Öl-eq/MJ bzw. 7.10 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 1.09 L/L. Flüssiggas (LPG), CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas haben ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.80 L/L, 0.85 L/m<sup>3</sup> beziehungsweise 0.79 L/m<sup>3</sup>. Bioethanol (E85) weist mit 1.66 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent auf. Abhängig vom Herstellungsverfahren variiert das Primärenergie-Benzinäquivalent von Wasserstoff stark (Methan-Dampfreformierung: 0.58 L/m<sup>3</sup>, Wasserelektrolyse mit Verbraucher-Strommix: 1.28 L/m<sup>3</sup>). Im Durchschnitt beträgt das Primärenergie-Benzinäquivalent des an Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs 0.66 L/m<sup>3</sup>. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Strom (Verbraucherstrommix) 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 2022. Die Stoffkennwerte Dichte, spezifischer Heizwert und Energiedichte basieren auf Angaben von BAFU (2019) und der Empa<sup>12,13</sup> (CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % 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	42.5 MJ Öl-eq/L	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	46.4 MJ Öl-eq/L	1.09 L/L
CNG / 10% Biogas	0.963	0.679 kg/m <sup>3</sup>	49.7 MJ/kg	9.36 kWh/m <sup>3</sup>	1.03 L/m <sup>3</sup>	1.11 MJ Öl-eq/MJ	37.6 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.85 L/m <sup>3</sup>
CNG / 20% Biogas	0.963	0.679 kg/m <sup>3</sup>	49.7 MJ/kg	9.36 kWh/m <sup>3</sup>	1.03 L/m <sup>3</sup>	1.04 MJ Öl-eq/MJ	35.0 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.79 L/m <sup>3</sup>
LPG (85% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1.000	0.540 kg/L	46.3 MJ/kg	6.94 kWh/L	0.80 L/L	1.36 MJ Öl-eq/MJ	34.0 MJ Öl-eq/L	0.80 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	70.7 MJ Öl-eq/L	1.66 L/L
Elektrizität, Verbrauchermix 2020	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	2.55 MJ Öl-eq/MJ	9.18 MJ Öl-eq/kWh	0.22 L/kWh
Wasserstoff								
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1.000	0.0899 kg/m <sup>3</sup>	120 MJ/kg	3.00 kWh/m <sup>3</sup>	0.34 L/m <sup>3</sup>	2.62 MJ Öl-eq/MJ	28.2 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.66 L/m <sup>3</sup>
Elektrizität HNK Lieferantenmix 2020	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	1.97 MJ Öl-eq/MJ	7.10 MJ Öl-eq/kWh	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 Treibstoffe 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 Erdgas und reines Biogas aufgelistet. Da Biogas aus Abfällen gewonnen wird, liegt sein Primärenergiefaktor mit 0.391 MJ Öl-eq/MJ tiefer als 1 und deutlich tiefer im Vergleich zu den übrigen Treibstoffen. Reines Erdgas hat einen Primärenergiefaktor von 1.19 MJ Öl-eq/MJ.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 527 g CO<sub>2</sub>/L bzw. 508 g CO<sub>2</sub>/L. Die Bereitstellung von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 275 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> bzw. 298 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Die Bereitstellung von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 223 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Die Kohlendioxidemissionen von Wasserstoff sind stark vom jeweiligen Herstellungsverfahren abhängig und schwanken zwischen 81 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (Wasserelektrolyse dezentral mit Wasserkraftstrom) und knapp 1.3 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (Methan-Dampfreformierung). Dezentral mit PV-Strom hergestellter Wasserstoff verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 268 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Der Schweizer Strommix (Basis Verbraucherstrommix 2020) ab einer Niederspannungssteckdose verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 94.3 g CO<sub>2</sub>/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. Er unterscheidet sich deutlich vom Strommix basierend auf Herkunftsnachweisen (Lieferantenstrommix; siehe Anhang A). Der HKN-Lieferantenstrommix 2020 verursacht CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 22.5 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Tab. 4.2 Dichte, Heizwert, Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe für die Energieetikette 2022. Die Umweltkennwerte basieren auf dem UVEK Ökobilanzdatenbestand DQR v2:2022.

Treibstoffe	Dichte		Heizwert Hu		Primärenergie		Primärenergiefaktor MJ Öl-eq/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	kg/Nm <sup>3</sup>	kg/L	MJ/Nm <sup>3</sup>	MJ/kg	MJ Öl-eq/kg	MJ Öl-eq/L		kgCO <sub>2</sub> /kg	kgCO <sub>2</sub> /L
Benzin		0.737		42.6	57.7	42.5	1.35	0.715	0.527
Diesel		0.830		43.0	55.9	46.4	1.30	0.612	0.508
E85		0.782		29.0	90.5	70.7	3.12	0.600	0.469
CNG / 10% Biogas	0.759	0.00076		47.8	53.3	0.0405	1.11	0.362	0.00027
CNG / 20% Biogas	0.758	0.00076		47.6	49.4	0.0375	1.04	0.393	0.00030
CNG	0.760	0.00076		48.0	57.2	0.0434	1.19	0.332	0.00025
Biogas	0.750	0.00075		45.9	18.0	0.0135	0.391	0.642	0.00048
LPG		0.540		46.3	62.9	34.0	1.36	0.805	0.435
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	0.0899	0.000090		120	314	0.0282	2.62	2.48	0.00022

Elektrizität	Primärenergie		Primärenergiefaktor MJ Öl-eq/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	MJ Öl-eq/MJ	MJ Öl-eq/kWh		kgCO <sub>2</sub> /MJ	kgCO <sub>2</sub> /kWh
Elektrizität Verbrauchermix 2020			2.55	9.18	0.0943

Elektrizität (Alternativen)	Primärenergie		Primärenergiefaktor MJ Öl-eq/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	MJ Öl-eq/MJ	MJ Öl-eq/kWh		kgCO <sub>2</sub> /MJ	kgCO <sub>2</sub> /kWh
Elektrizität, Mix erneuerbare Stromprodukte 2020			1.19	4.28	0.0102
Elektrizität HKN Lieferantenmix 2020			1.97	7.10	0.0225

## 4.5 Prozessbeiträge

### 4.5.1 Treibstoffe

Die Beiträge der wichtigsten Prozesse am gesamten Primärenergiebedarf und an den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Fig. 4.1 und Fig. 4.2 dargestellt. Für die Treibstoffe Benzin, Diesel und Erdgas mit einem Anteil von 10 % oder 20 % 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.

Der Primärenergieinhalt der Treibstoffe wird für den Primärenergiebedarf 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 / 10 % Biogas bzw. CNG / 20 % Biogas trägt 73.8 %, 76.9 %, 81.2 % bzw. 77.9 % zum gesamten Primärenergiebedarf der Treibstoffbereitstellung bei. Die Förderung verursacht 11.5 % bzw. 13.6 % des Primärenergiebedarfs von Benzin und Diesel. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung am Primärenergiebedarf 5.8 % bzw. 7.6 %. Zwischen 1.4 % (Benzin) und 4.0 % (CNG / 10 % Biogas) des Primärenergiebedarfs werden durch den Ferntransport verursacht. Die Raffinerie steuert einen Anteil von 11.6 % bzw. 7.1 % zum Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel bei. Die Aufbereitung ist für Erdgas mit einem Anteil von 10 % oder 20 % Biogas weniger bedeutend (1.3 % bzw. 2.7 %). Die Feinverteilung und die Tankstelle verursachen bei Benzin und Diesel weniger als 1 % des gesamten Primärenergiebedarfs. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas liegt der Anteil der Feinverteilung bei 1.9 %. Der Beitrag der Tankstelle zum Primärenergiebedarf von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas (5.8 % bzw. 6.1 %) 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 1.1 % bis 2.6 % des Primärenergiebedarfs gering.

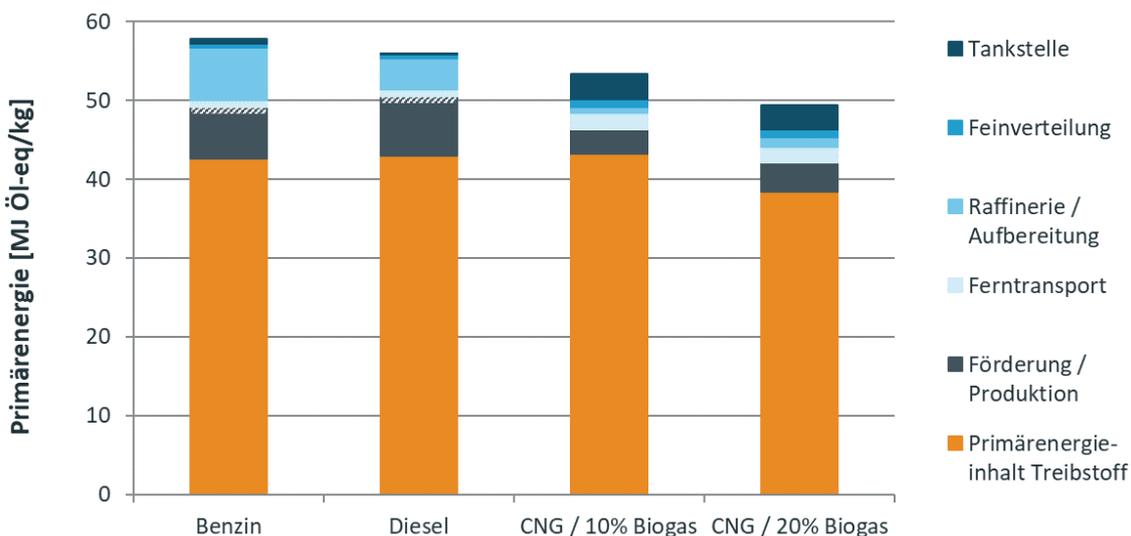


Fig. 4.1 Beiträge des Primärenergieinhalts und der wichtigsten Prozesse zum Primärenergiebedarf (gesamt) der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel werden zu 43.5 % beziehungsweise 52.8 % durch die Förderung verursacht (siehe Fig. 4.2). Bei Erdgas mit

10 % oder 20 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung/Produktion an den CO<sub>2</sub>-Emissionen 40.4 % beziehungsweise 43.4 %. Der Ferntransport hat einen Anteil von 29.4 % beziehungsweise 24.0 % an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Für die Benzin- und Dieselpbereitung ist der Ferntransport mit Anteilen von 6.6 % beziehungsweise 8.0 % an den CO<sub>2</sub>-Emissionen hingegen weniger bedeutend. Die Raffinerie ist für 45.4 % beziehungsweise 34.6 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel verantwortlich. Der Anteil der Aufbereitung an den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas ist geringer (6.4 % beziehungsweise 11.8 %), da nur das Biogas aufbereitet werden muss. Die Feinverteilung verursacht 3.4 % beziehungsweise 4.0 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel. Bei Erdgas mit 10 % oder 20 % Biogas hat die Feinverteilung einen Anteil von 14.9 % beziehungsweise 12.5 % an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Tankstelle an den gesamten Emissionen der Treibstoffbereitstellung liegt für Benzin und Diesel bei 1.2 % beziehungsweise 0.6 % und für CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas bei 8.9 % beziehungsweise 8.3 %. 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 9.4 % bis 14.7 % an den totalen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

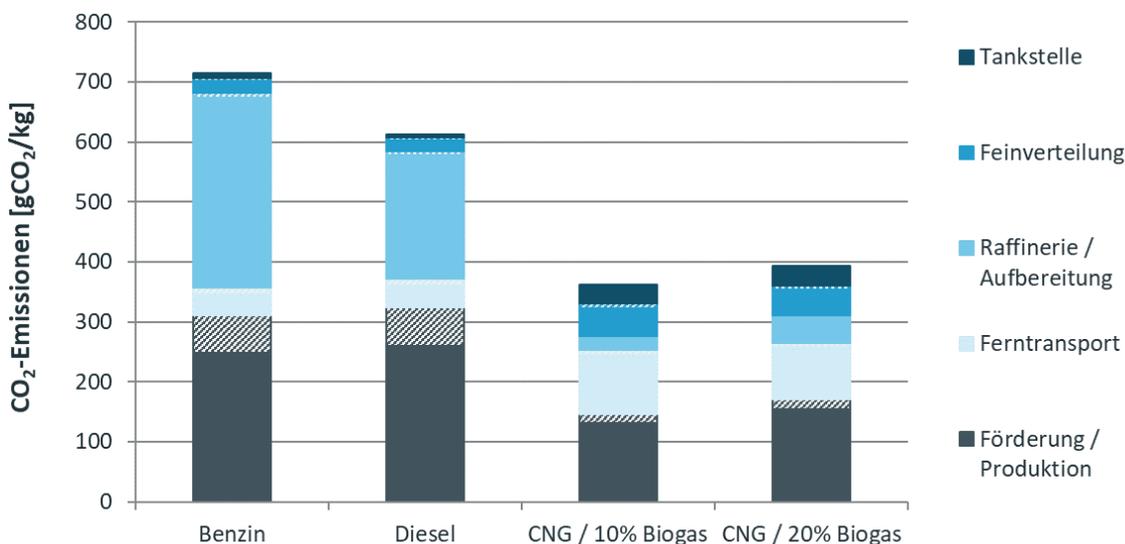


Fig. 4.2 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

#### 4.5.2 Elektrizität (Verbraucherstrommix 2020)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen des Schweizer Strommix liegen bei 108 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh (siehe Fig. 4.3) und damit rund 270 % höher (3.7 mal so hoch) als diejenigen des

Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2020 (29.3 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh, siehe Anhang A).

Der Schweizer Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel verbraucht pro kWh knapp 2.1 kWh Öl-eq nicht erneuerbare und 0.44 kWh Öl-eq erneuerbare Primärenergie.

Das Primärenergie-Benzinäquivalent des Schweizer Verbraucherstrommix beträgt 0.22 L/kWh und ist somit deutlich höher als dasjenige des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 2020 (0.17 L/kWh).

Der Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel verursacht eine Gesamtweltbelastung in der Höhe von 483 UBP pro kWh, also mehr als doppelt soviel wie der Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2020 (237 UBP pro kWh).

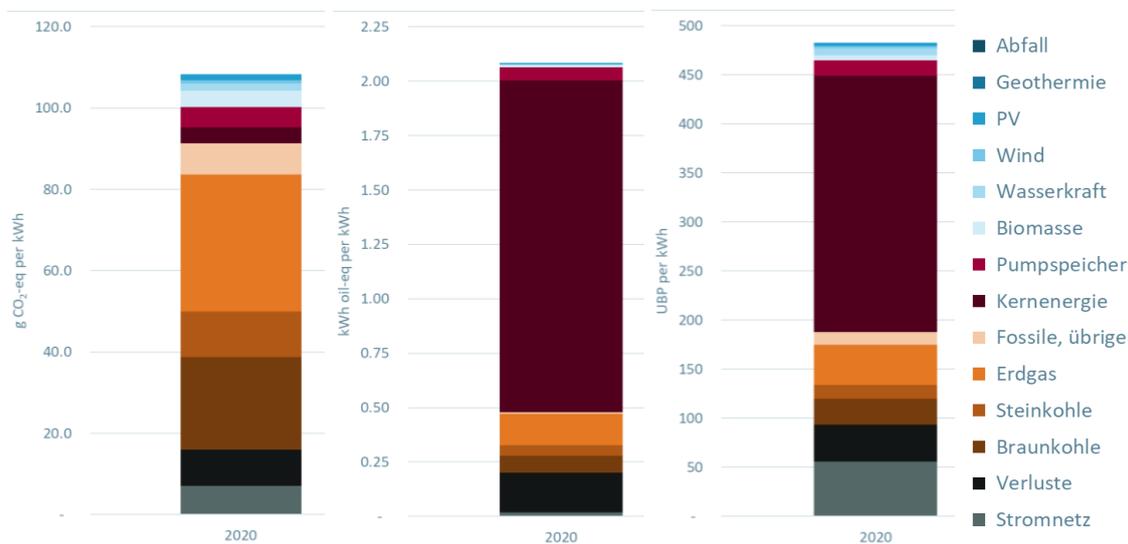


Fig. 4.3 Umweltkennwerte (links: Treibhausgasemissionen, Mitte: Primärenergiebedarf nicht erneuerbar, rechts: Gesamtweltbelastung gemäss Ökofaktoren 2021 der Methode der ökologischen Knappheit) des Schweizer Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel 2020.

Für die Strombereitstellung werden die Beiträge der Technologien Wasserkraft, übrige erneuerbare Energieträger, Kernenergie, fossile Energieträger und Pumpspeicherung sowie des Übertragungs- und Verteilnetzes quantifiziert<sup>14</sup>. Der Primärenergiebedarf des Schweizer Verbraucher-Strommixes 2020 wird zu 60.9 % 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 rund 35 % am Schweizer Verbraucher-

<sup>14</sup> Da in dieser Modellierung nicht die Informationen zu den Stromqualitäten sondern zur Stromproduktion verwendet werden, gibt es keine «nicht überprüfbaren Energieträger», vergleiche HKN-Lieferantenstrommix, Anhang A).

Strommix hat (siehe Tab. 3.5), verursacht 16.2 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Strom aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme von Holzkraftwerken, einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus nuklearen oder fossilen Kraftwerken.<sup>15</sup> Die fossilen Energieträger, die übrigen erneuerbaren Energieträger und die Pumpspeicherung haben einen Anteil von 11.8 %, 6.8 % beziehungsweise 3.6 % am gesamten Primärenergiebedarf des Verbraucher-Strommix. 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 %).

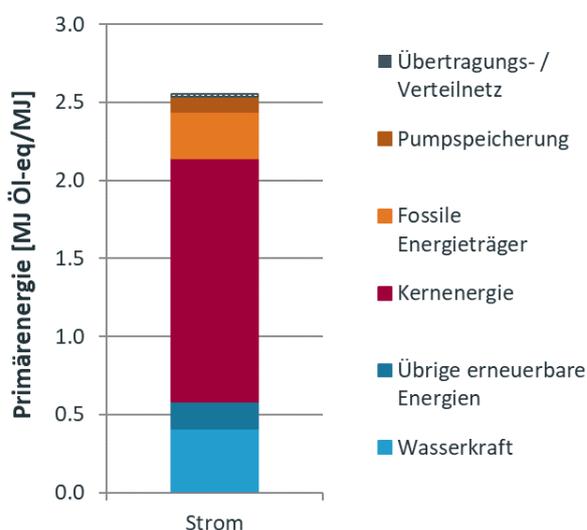


Fig. 4.4 Beiträge der wichtigsten Prozesse zur Primärenergie von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2020). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Schweizer Verbraucher-Strommix 2020 werden zu 80.8 % durch Strom aus fossilen Energieträgern verursacht (siehe Fig. 4.5). Pumpspeicherung, die übrigen erneuerbaren Energieträger, die Kernenergie und die Wasserkraft verursachen 5.1 %, 4.2 %, 4.0 % beziehungsweise 1.8 % der CO<sub>2</sub>-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 4.1 % an den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verbraucher-Strommix.

<sup>15</sup> 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.

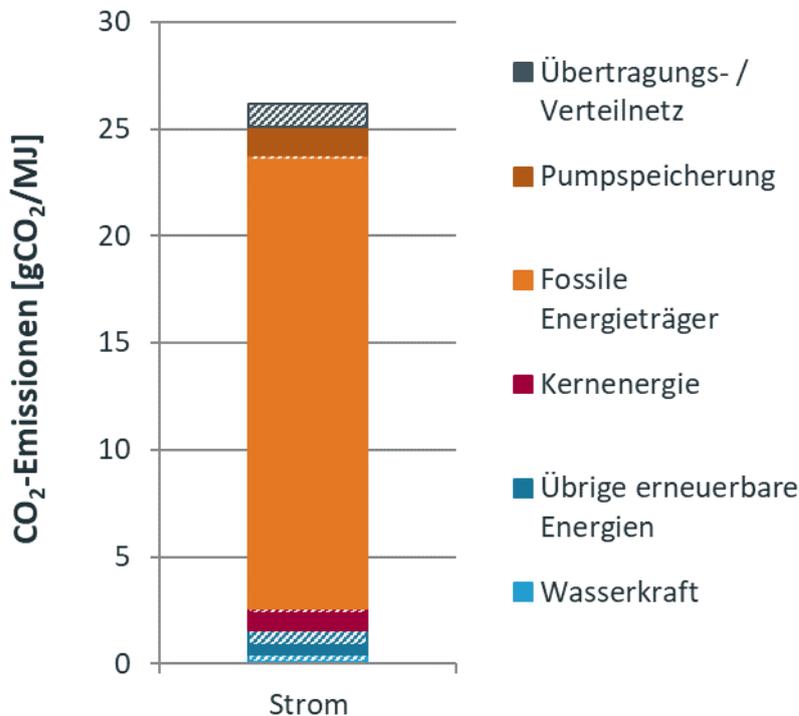


Fig. 4.5 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2020). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

## 4.6 Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen

Die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung geltend für das Jahr 2022 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 2021 der Treibstoff- und Strombereitstellung sind in Frischknecht et al. (2021) beschrieben. Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2022 wurden aktualisierte Sachbilanzen für die Bereitstellung verschiedener Treibstoffe sowie des Verbraucherstrommix und weiterer Strommixe verwendet (siehe Kapitel 3 und Anhang A).

Die leichten Veränderungen bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Benzin- und Dieselbereitstellung sind auf Veränderungen im Anteil Schweiz/Europa und Veränderungen im Herkunftsmix von Rohöl, das in der Schweizer und in Europäischen Raffinerien verarbeitet wird, zurückzuführen. Der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung von Flüssiggas wird ebenfalls durch die erhöhten Emissionen der Rohölbereitung verursacht, welche auf den Herkunftsmix von Rohöl und die Produktionsanteile Schweiz/Europa zurückzuführen sind. Die Veränderungen des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas und der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereitstellung sind auf die Aktualisierung der Sachbilanzdaten der Biogas-Wertschöpfungsketten und des Strommix (verwendet für die Kompression an der Tankstelle) zurückzuführen.

Der Wechsel vom HKN-Lieferantenstrommix zum Verbraucherstrommix führt zu einem Anstieg des Primärenergie-Benzinäquivalents um mehr als 25 % und zu knapp drei Mal so hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Der Verbraucherstrommix 2020 weist im Vergleich zum Jahr 2019 leicht tiefere Anteile Kohlestrom und Kernenergie und leicht höhere Anteile Wasserkraft und neue Erneuerbare auf. Deshalb sind das Primärenergie-Benzinäquivalent und die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 2019 leicht gesunken.

Die Zusammensetzung des HKN-Lieferantenstrommix 2020 hat sich gegenüber dem im Vorjahr eingesetzten HKN-Lieferantenstrommix 2019 verändert. Der Anteil des aus europäischen Ländern importierten Stroms ist von 24.4 % auf 20.2 % gesunken. Wegen des deutlich geringeren Anteils von nicht überprüfbaren Energieträgern (mit einem grossen Anteil der Qualität «Kernkraft») im HKN-Lieferantenstrommix 2020 sind die Kohlendioxidemissionen etwas tiefer als im Vorjahr. Diese Veränderungen wirken sich ebenfalls auf das Primärenergie-Benzinäquivalent und die Kohlendioxidemissionen von dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Lieferantenstrommix produziertem Wasserstoff aus.

Der Anstieg des Primärenergie-Benzinäquivalents und der deutliche Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle ist auf Veränderungen im Produktionsmix zurückzuführen. Der an die öffentlichen Tankstellen gelieferte Wasserstoff stammte zu 85 % aus der Produktion der Elektrolyseanlage von Hydrospider auf dem Gelände des Laufwasserkraftwerks Niedergösgen. Je 7.5 % wurden mittels Elektrolyse (Verbraucher-Strommix) beziehungsweise Methanreformierung hergestellt (siehe auch Unterkapitel 3.7). In der halb-öffentlichen Tankstelle wird Wasserstoff dezentral und vorwiegend mit Wasserkraft hergestellt. Im Vorjahr setzte sich der Mix noch ausschliesslich aus zentral mit Wasserkraftstrom und dezentral mit Wasserkraft- und PV-Strom hergestelltem Wasserstoff zusammen.

Tab. 4.3 Vergleich der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2022 und 2021 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Primärenergie-Benzinäquivalent 2022	Primärenergie-Benzinäquivalent 2021	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	1.00 L/L	1.00 L/L	0.0%	Keine Veränderung (Referenztreibstoff)
Diesel	1.09 L/L	1.09 L/L	0.0%	Keine Veränderung
CNG / 10% Biogas	0.85 L/m <sup>3</sup>	0.84 L/m <sup>3</sup>	0.8%	Keine Veränderung; Aktualisierung Biogasbereitstellung
CNG / 20% Biogas	0.79 L/m <sup>3</sup>	0.78 L/m <sup>3</sup>	1.1%	Keine Veränderung; Aktualisierung Biogasbereitstellung
LPG (85% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.80 L/L	0.78 L/L	2.2%	Aktualisierung Marktmix (Anteil Schweiz geringer), Aktualisierung Rohölherkunft
E85	1.66 L/L	1.67 L/L	-0.4%	Keine Veränderung
Elektrizität	0.22 L/kWh	0.17 L/kWh	26.8%	Wechsel vom HKN-Lieferantenmix zum Verbrauchermix, deutlich höhere Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke
Elektrizität, Verbrauchermix 2020	0.22 L/kWh	0.23 L/kWh	-4.6%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Modell "Produktion und kommerzieller Handel": tiefere Anteile Kohle und Kernenergie, höhere Anteile Wasserkraft und neue Erneuerbare
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2020	0.17 L/kWh	0.17 L/kWh	-2.0%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2021: tieferer Importanteil, tieferer Anteil nicht überprüfbarer Energieträger (Residualmix), mehr Kernenergie im Residualmix als im HKN Mix 2020
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	1.06 L/m <sup>3</sup>	1.09 L/m <sup>3</sup>	-2.0%	Aktualisierung Sachbilanz HKN Lieferanten-Strommix (siehe oben)
- PV-Strom, dezentral	0.73 L/m <sup>3</sup>	0.74 L/m <sup>3</sup>	-0.5%	Keine Veränderung (aktualisierte Daten Stahl praktisch ohne Auswirkungen)
- Wasserkraft-Strom, dezentral	0.64 L/m <sup>3</sup>	0.65 L/m <sup>3</sup>	-0.6%	Keine Veränderung (aktualisierte Daten Stahl praktisch ohne Auswirkungen)
- Wasserkraft-Strom, zentral	0.61 L/m <sup>3</sup>	0.60 L/m <sup>3</sup>	1.5%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Methan-Dampfpreformierung, zentral	0.58 L/m <sup>3</sup>	0.56 L/m <sup>3</sup>	3.7%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Mix ab Schweizer Tankstelle	0.66 L/m <sup>3</sup>	0.61 L/m <sup>3</sup>	9.0%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (höhere Anteile Wasserstoff hergestellt mit Verbrauchermix und durch Methanpreformierung)

Tab. 4.4 Vergleich der Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2022 und 2021 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Kohlendioxidemissionen 2022	Kohlendioxidemissionen 2021	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	527 gCO <sub>2</sub> /L	506 gCO <sub>2</sub> /L	4.0%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten (Versorgungsmix): höhere Anteile aus Förderregionen mit höheren Emissionen
Diesel	508 gCO <sub>2</sub> /L	484 gCO <sub>2</sub> /L	4.9%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten (Versorgungsmix): höhere Anteile aus Förderregionen mit höheren Emissionen
CNG / 10% Biogas	275 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	253 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	8.5%	Aktualisierung Sachbilanzen Biogas, Aktualisierung Sachbilanz Strom Tankstelle
CNG / 20% Biogas	298 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	273 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	9.3%	Aktualisierung Sachbilanzen Biogas, Aktualisierung Sachbilanz Strom Tankstelle
LPG (85% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	435 gCO <sub>2</sub> /L	390 gCO <sub>2</sub> /L	11.4%	Aktualisierung Marktgemisch (Anteile Schweiz, Europa), Aktualisierung Rohölherkunft
E85	469 gCO <sub>2</sub> /L	464 gCO <sub>2</sub> /L	1.2%	Keine Veränderung
Elektrizität	94 gCO <sub>2</sub> /kWh	25 L/kWh	281.8%	Wechsel vom HKN-Lieferantenmix zum Verbrauchermix, deutlich höhere Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke
Elektrizität, Verbrauchermix 2020	94 gCO <sub>2</sub> /kWh	96 gCO <sub>2</sub> /kWh	-1.6%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Modell "Produktion und kommerzieller Handel": tiefere Anteile Kohle und Kernenergie, höhere Anteile Wasserkraft und neue Erneuerbare
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2020	22 gCO <sub>2</sub> /kWh	25 gCO <sub>2</sub> /kWh	-8.9%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2021: tieferer Importanteil, tieferer Anteil nicht überprüfbarer Energieträger (Residualmix), mehr Kernenergie im Residualmix als im HKN Mix 2020
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	195 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	204 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-4.6%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferanten-Strommix (siehe oben)
- PV-Strom, dezentral	268 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	262 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	2.0%	Aktualisierte Daten zu Stahl (deutlich höhere CO <sub>2</sub> -Emissionen)
- Wasserkraft-Strom, dezentral	80.7 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	76.5 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	5.6%	Aktualisierte Daten zu Stahl (deutlich höhere CO <sub>2</sub> -Emissionen)
- Wasserkraft-Strom, zentral	90.1 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	66.1 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	36.4%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Methan-Dampfreformierung, zentral	1294 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	1246 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	3.8%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Mix ab Schweizer Tankstelle	223 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	68 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	229.8%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (höhere Anteile Wasserstoff hergestellt mit Verbrauchermix und durch Methanreformierung)

## A Anhang: HKN-Lieferantenstrommix 2020

### A.1 Modellierung und Zusammensetzung des Strommix

Der Schweizer Lieferantenstrommix wurde basierend auf Herkunftsnachweisen (HKN) gemäss Schweizer Stromkennzeichnung für das Jahr 2020 von Pronovo (2021a) 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 2020 (Pronovo 2021a).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>76.22%</b>	<b>58.98%</b>	<b>17.24%</b>
Wasserkraft	65.88%	49.99%	15.89%
Andere Erneuerbare	3.34%	1.99%	1.35%
Sonne	1.45%	1.44%	0.01%
Wind	1.36%	0.05%	1.31%
Biomasse	0.53%	0.50%	0.03%
Geothermie	0.00%	0.00%	0.00%
<b>Geförderter Strom</b>	<b>7.00%</b>	<b>7.00%</b>	<b>0.00%</b>
<b>Nicht erneuerbare Energien</b>	<b>21.04%</b>	<b>19.85%</b>	<b>1.19%</b>
Kernenergie	19.89%	19.73%	0.16%
Fossile Energieträger	1.15%	0.12%	1.03%
Erdöl	0.01%	0.01%	0.00%
Erdgas	0.90%	0.11%	0.79%
Steinkohle	0.24%	0.00%	0.24%
<b>Abfälle</b>	<b>0.69%</b>	<b>0.69%</b>	<b>0.00%</b>
<b>Nicht überprüfbare Energieträger</b>	<b>2.05%</b>	<b>0.00%</b>	<b>2.05%</b>
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>	<b>79.52%</b>	<b>20.48%</b>

Der Schweizer Lieferantenstrommix ist zu einem bedeutenden Teil mit Herkunftsnachweisen von Wasserkraftwerken (65.9 %) und Kernkraftwerken (19.9 %) unterlegt (Tab. A.1). Die Anteile von anderen erneuerbaren Energieträgern und gefördertem Strom betragen 3.3 % bzw. 7.0 %. Fossile Energieträger und Kehrlichtverbrennungsanlagen haben vergleichsweise geringe Anteile an der in der Schweiz verkauften Stromqualität. Der Anteil von nicht überprüfbaren Energieträgern am HKN-Lieferantenstrommix beträgt noch gut 2.0 % und liegt damit wiederum tiefer als im Kalenderjahr 2019 (4.3 %; Frischknecht & Krebs 2021). Strom aus nicht überprüfbaren Energieträgern wird mit dem Schweizer Residualmix des Jahres 2020 modelliert (AIB 2021), der zu etwas mehr als 70 % aus der Qualität «Kernkraft» besteht. Die Herkunftsnachweise für den von Elektrizitätswerken an Schweizer Kunden gelieferten Stroms wurden zu ungefähr vier Fünfteln von Schweizer Kraftwerken und zu einem Fünftel von Kraftwerken in europäischen Ländern ausgestellt.

Die Kategorie „geförderter Strom“ entspricht dem Strom aus Anlagen, die eine kosten-deckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten und wird entsprechend dem Jahresbericht der Pronovo AG (Pronovo 2021b) 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 (48.7 %) und Biomasse (30.7 %) produziert. Die Anteile von Fotovoltaik und Wind an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz betragen 17.6 % bzw. 3.0 %.

Tab. A.2 Anteile der einzelnen Technologien an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2020 (Pronovo 2021b).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Wind	116.0	3.02%
Wasserkraft	1873.0	48.73%
Biomasse	1179.0	30.67%
Fotovoltaik	676.0	17.59%
<b>Total</b>	<b>3844.0</b>	<b>100.00%</b>

Der aus Biomasse produzierte Strom wurde weiter unterteilt in Strom aus Holz, landwirtschaftlichem Biogas, industriellem Biogas und Strom aus Biomasse, die in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) verbrannt wird. Die Angaben zu diesen Anteilen stammen aus der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (BFE 2021). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tab. A.3 gezeigt.

Tab. A.3 Anteile der einzelnen Technologien für Strom aus Biomasse im Jahr 2020 (BFE 2021).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Holz	289.8	18.56%
Biogas Landwirtschaft	138.5	8.87%
Biogas Industrie	212.9	13.64%
Biomasse KVA	919.9	58.93%
<b>Total</b>	<b>1561.1</b>	<b>100.00%</b>

## 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 2020 wird zu 45.2 % 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» haben einen Anteil von 3.9 % am gesamten Primärenergiebedarf. Die Qualität «Wasserkraftwerke», die einen Anteil von rund 66 % am Schweizer HKN-Lieferantenstrommix hat (siehe Tab.

A.1), verursacht 44.0 % 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).<sup>16</sup> Die Qualitäten «übrige erneuerbare Energieträger» und «fossile Energieträger» haben einen Anteil von 3.9 % beziehungsweise 2.1 % am gesamten Primärenergiebedarf des HKN-Lieferantenstrommix. 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 %).

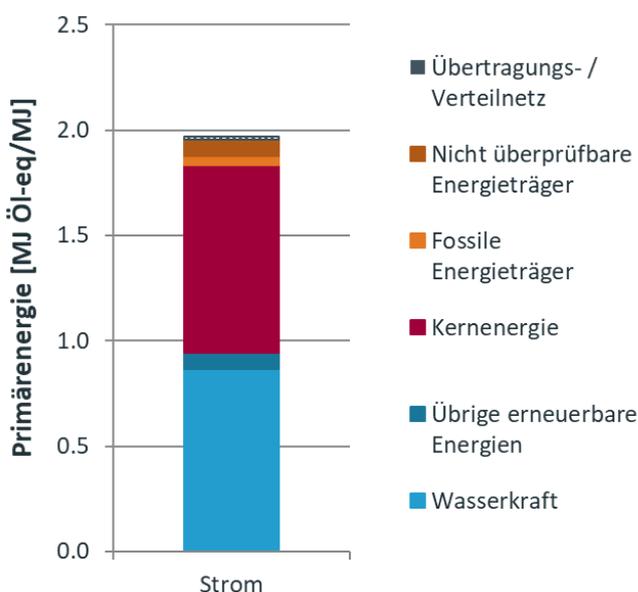


Fig. A.1 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zur Primärenergie des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2020. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2020 werden zu 40.2 % durch die Stromqualität «fossile Energieträger» verursacht (siehe Fig. A.1). Die Qualität «nicht überprüfbare Energieträger» verursacht einen Anteil von 3.9 % an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix. Diese Qualität wird mit dem Schweizer Residualmix 2020 modelliert, der zu einem grossen Teil aus der Qualität «Kernkraftwerke» besteht. Die Qualitäten «Wasserkraft», «Kernenergie» und «übrige erneuerbare Energieträger» verursachen 16.7 %, 13.5 % bzw. 8.4 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Qualitäten «Wasserkraft» und

<sup>16</sup> 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 Primärenergieerzeuger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

«übrige erneuerbare Energieträger» verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. A.2). Das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht einen Anteil von 17.3 % an den CO<sub>2</sub>-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix.

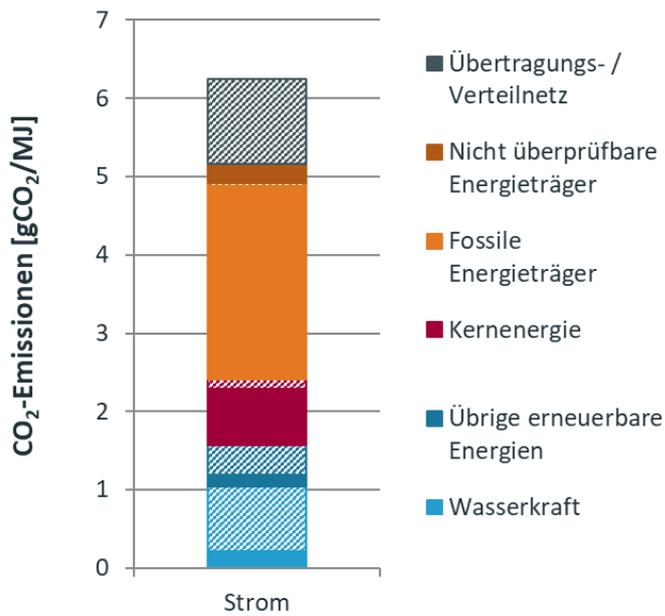


Fig. A.2 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zu den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2020. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

## Literatur

- AIB (2021) European Residual Mixes; Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2020; Version 1.0, 2021-05-31. Association of Issuing Bodies, AIB, Brussels, Belgium, retrieved from: <https://www.aib-net.org/>.
- Avenergy Suisse (2022) Jahresbericht 2021. Avenergy Suisse, Zürich.
- Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.
- BAFU (2019) 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](https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_Emissionsfaktoren.pdf).
- Bauer C., Frischknecht R., Eckle P., Flury K., Neal T., Papp K., Schori S., Simons A., Stucki M. and Treyer K. (2012) Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz. ESU-services Ltd & Paul Scherrer Institute im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Uster & Villigen.
- BFE (2021) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2020. Bundesamt für Energie, 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 gGmbH (DBFZ), München, Heidelberg, Leipzig, Berlin.
- 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. and Krebs L. (2021) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2021 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 (2022) Monthly Oil Statistics 2021. 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](http://www.ecoinvent.org).
- Jungbluth N. and Meili C. (2018) Life cycle inventories of oil products distribution. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Jungbluth N., Meili C. and Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. 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 (2021) Regeln für die Ökobilanzierung von Baustoffen und Bauprodukten in der Schweiz, Version 5.0. Plattform "Ökobilanzdaten im Baubereich", KBOB, eco-bau, IPB, Bern.
- KBOB, ecobau and IPB (2022) UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik, retrieved from: [www.lc-inventories.ch](http://www.lc-inventories.ch).
- Krebs L. and Frischknecht R. (2020) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. treeze Ltd., Uster.
- Meili C., Jungbluth N. and Annaheim J. (2018a) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Meili C., Jungbluth N. and Wenzel P. (2018b) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- Pronovo (2021a) Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Stand August 2021. Pronovo AG, Frick, retrieved from: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Pronovo (2021b) Einspeisevergütungssystem (EVS), Mehrkostenfinanzierung,(MKF), Jahresbericht 2020. Pronovo AG, Frick, CH, 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.
- Stolz P. and Frischknecht R. (2019) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2019 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.
- Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster, CH.

UVEK (2019) Verordnung des UVEK über Angaben auf der Energieetikette von neuen Personenwagen (VEE-PW). In: 730.011.1. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bern.

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.