



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Mobilität

Bericht vom 3. August 2017

Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2017 der Strom- und Treibstoffbereitstellung



Datum: 3. August 2017

Ort: Bern

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

treeze Ltd.

Kanzleistrasse 4, CH-8610 Uster

www.treeze.ch

Autoren:

Philippe Stolz, treeze Ltd., stolz@treeze.ch

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

BFE-Projektbegleitung: Stephan Walter, Fachspezialist Mobilität, stephan.walter@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Christoph Schreyer, Leiter Mobilität, christoph.schreyer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/402689-01

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

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Abkürzungen

a	Jahr (annum)
BÄ	Benzinäquivalent
CH	Schweiz
CNG	Erdgas (engl. compressed natural gas)
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -eq	Kohlendioxid-Äquivalent
EAM	Europäischer Residualmix (engl. European Attribute Mix)
EIA	U.S. Energy Information Administration
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EnV	Energieverordnung
g	Gramm
GWP	Treibhauspotenzial (engl. global warming potential)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kWh	Kilowattstunde
L	Liter
LPG	Flüssiggas (engl. liquefied petroleum gas)
m ³	Kubikmeter
MJ	Megajoule
MJ-eq	Megajoule-Äquivalent
PE	Primärenergie
PE-BÄ	Primärenergie-Benzinäquivalent
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer (Einheit für Gütertransporte)
UBP	Umweltbelastungspunkte
UNFCCC	Klimarahmenkonvention (engl. United Nations Framework Convention on Climate Change)

Zusammenfassung

Die Energieetikette für Personenwagen dient dazu, die Energieeffizienz und die CO₂-Emissionen von Personenwagen zu deklarieren. Auf der Energieetikette werden die Energieeffizienzklasse, der Normverbrauch, der CO₂-Ausstoss sowie die CO₂-Emissionen der Treibstoffbereitstellung angegeben. Die Energieeffizienzklasse wird mit Hilfe der sogenannten Primärenergie-Benzinäquivalente bestimmt. Für die Berechnung der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und der Strombereitstellung wird der Energieverbrauch von der Energiequelle (beispielsweise Rohölförderung) über die Veredelung bis zum Tank (Well-to-Tank) berücksichtigt. Die CO₂-Emissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung werden mit dem gleichen Ansatz berechnet und sind auf der Energieetikette zur Information aufgeführt. Die direkten CO₂-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 Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommixes aktualisiert. 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 KBOB Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2016 verwendet. Dieser Datenbestand enthält aktualisierte Ökobilanzdaten zur Bereitstellung von Benzin, Diesel, Erdgas/Biogas, Wasserstoff und Strom.

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 1.07 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat unter den betrachteten Treibstoffen (ohne Strom) mit 0.60 L/m³ das geringste Primärenergie-Benzinäquivalent, das aber je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variieren kann. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas, dem mindestens 10 % Biogas beigemischt werden, hat mit 0.84 L/m³ ein Primärenergie-Benzinäquivalent zwischen jenem von Flüssiggas (0.69 L/L) und Benzin. Bioethanol (E85) hat mit 1.61 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent. Das Primärenergie-Benzinäquivalent des Schweizer Lieferantenstrommixes beträgt 0.21 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen von Benzin und Diesel betragen 527 g CO₂/L bzw. 444 g CO₂/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 10 % Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 272 g CO₂/m³ bzw. 76.0 g CO₂/m³. Die fossilen Kohlendioxidemissionen des Schweizer Lieferantenstrommixes ab einer Niederspannungssteckdose betragen 139 g CO₂/kWh.

Résumé

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

Cette étude met à jour 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 KBOB DQRv2:2016 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. Cette base de données contient les données actualisées des écobilans de la production d'essence, de diesel, de gaz naturel/biogaz, d'hydrogène et d'électricité.

L'essence étant considérée comme carburant de référence, son équivalent essence d'énergie primaire est de 1,00 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel, légèrement plus élevé que celui de l'essence, est de 1,07 l/l. Parmi les carburants considérés (exception faite de l'électricité), l'hydrogène délivré par les stations-service suisses a le plus faible équivalent essence d'énergie primaire avec 0,60 l/m³, équivalent qui peut varier fortement en fonction du processus de fabrication et du mix d'électricité utilisé. Avec 0,84 l/m³, le gaz naturel délivré par les stations-service suisses, qui contient au moins 10 % de biogaz, a un équivalent essence d'énergie primaire qui se situe entre celui du gaz liquide (0,69 l/l) et celui de l'essence. Avec 1,61 l/l, le bioéthanol (E85) affiche l'équivalent essence d'énergie primaire le plus élevé. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité est de 0,21 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de l'essence et du diesel s'élèvent à 527 g CO₂/l, respectivement à 444 g CO₂/l. La production de gaz naturel (10 % de biogaz) et d'hydrogène délivrés par les stations-service suisses provoque des émissions de dioxyde de carbone de 272 g CO₂/m³, respectivement de 76,0 g CO₂/m³. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique des fournisseurs suisses à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 139 g CO₂/kWh.

Sintesi

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

Nel presente studio vengono aggiornati gli indicatori ambientali relativi alla messa a disposizione dei principali carburanti e del mix elettrico svizzero. Gli indicatori rappresentano i dati di base per l'etichetta Energia per automobili e per la determinazione delle categorie di efficienza energetica. Per il calcolo degli indicatori ambientali per l'etichetta Energia sono stati utilizzati i più recenti dati dell'ecobilancio KBOB DQRv2:2016, a cui fanno capo anche gli Uffici federali. Questa banca dati contiene dati aggiornati sull'ecobilancio relativi alla messa a disposizione di benzina, diesel, gas naturale/biogas, idrogeno ed energia elettrica.

La benzina è definita come carburante di riferimento ed ha pertanto un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 1,00 l/l. L'equivalente per il diesel, che è leggermente superiore rispetto a quello per la benzina, si attesta a 1,07 l/l. Tra i carburanti considerati (eccezion fatta per l'energia elettrica), l'idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere presenta il minore equivalente benzina per l'energia primaria (0,60 l/m³); 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 10 per cento di biogas, ha un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 0,84 l/m³; il valore si situa tra quello del gas liquido (0,69 l/l) e quello della benzina. Con 1,61 l/l il bioetanolo (E85) ha l'equivalente più elevato. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico dei fornitori svizzeri è pari a 0,21 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della benzina e del diesel sono compresi tra 527 g CO₂/l e 444 g CO₂/l. La messa a disposizione di gas naturale / biogas 10 % e di idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere genera emissioni di biossido di carbonio pari rispettivamente a 272 g CO₂/m³ e a 76,0 g CO₂/m³. Le emissioni di biossido di

carbonio fossile generate dal mix elettrico dei fornitori svizzeri a partire da una presa di corrente a bassa tensione sono pari a 139 g CO₂/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	6
3.2.3	Tankstelle	8
3.3	Erdgas (CNG) / Biogas	9
3.4	Flüssiggas (LPG)	10
3.5	Bioethanol (E85)	10
3.6	Elektrizität	10
3.7	Wasserstoff	12
4	UMWELTKENNWERTE DER ENERGIEETIKETTE FÜR PERSONENWAGEN	14
4.1	Übersicht	14
4.2	Stoffwerte der Treibstoffe	14
4.3	Primärenergie-Benzinäquivalente	15
4.4	Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen	17
4.5	Prozessbeiträge	19
4.5.1	Treibstoffe	19
4.5.2	Strom	21
	LITERATUR	24

1 Einleitung

Die Energieetikette für Personenwagen ist ein Informationsinstrument, um Personen beim Autokauf über die jeweilige Energieeffizienz des Fahrzeugs und dessen klimawirksame CO₂-Emissionen in Kenntnis zu setzen. Zudem ermöglicht es die Energieetikette, auch Personenwagen mit unterschiedlichen Antrieben bezüglich ihrer Energieeffizienz zu vergleichen. Rechtsgrundlagen sind Art. 8 Energiegesetz (EnG; Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2014) bzw. Art. 44 des per 1. Januar 2018 in Kraft tretenden total revidierten EnG (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2016) in Verbindung mit den Art. 7 und 11 sowie Anhang 3.6 der Energieverordnung (EnV; Schweizerischer Bundesrat 2016)¹. Im Anhang 3.6 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, jeweils auf den 1. August. Dadurch wird sichergestellt, dass die Autobranche genügend Zeit hat, die Marketing- und Verkaufsunterlagen anzupassen. 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 2017).

Das Bundesamt für Energie aktualisiert jährlich die Grundlagendaten für die Energieetikette für Personenwagen. Die Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung basieren auf dem KBOB Ökobilanzdatenbestand DQRv2.2:2016. Für die Energieetikette 2018 werden die Indikatoren Primärenergiebedarf, Gesamtumweltbelastung, Treibhausgasemissionen und Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) der Treibstoff- und der Strombereitstellung berechnet.

In dieser Studie werden die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und der Schweizer Strommixe aktualisiert. Die Sachbilanzen von schweizerischen und europäischen Raffinerieprodukten (Benzin, Diesel etc.) werden mit Daten zum aktuellen Herkunftsmix des verarbeiteten Rohöls angepasst. Für die Benzin- und Dieselbereitstellung in der Schweiz werden der Anteil der importierten Treibstoffe sowie deren Herkunft und Transportdistanzen neu ermittelt.

¹ Die angegebenen EnV-Artikel beziehen sich auf das zum Publikationszeitpunkt dieses Berichts gültige Recht. Per 1.1.2018 ist eine Totalrevision der EnV geplant.

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);
- alle Prozesse zur Veredelung und Konditionierung der Brennstoffe (raffinieren, destillieren, reinigen, anreichern etc.);
- jegliche Transportaufwendungen mit Pipelines, Schiffen, Lastwagen oder der Bahn bis zu den Tankstellen (Treibstoffe) bzw. über Netze zu den Niederspannungs-Kunden (Strom) inklusive allfälliger Verluste;
- Bau, Betrieb sowie Rückbau und Entsorgung der Infrastrukturanlagen wie Offshore-Förderplattformen, Pipelines, Raffinerien, Kraftwerke, Überlandleitungen und Tankstellen.

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

In der Energieetikette wird der **gesamte Primärenergiebedarf** der Treibstoffe und Strommische ausgewiesen. 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.

Die Energieetikette enthält nach der Revision 16b der Energieverordnung zusätzlich Angaben zu den **fossilen Kohlendioxidemissionen (CO₂)** der Treibstoffbereitstellung. Bis 2016 wurden auf der Etikette lediglich die fossilen CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion ausgewiesen. Dieses Treibhausgas wird bei der Verbrennung fossiler Energieträger ausgestossen. Die CO₂-Emissionen werden in der Einheit Kilogramm (kg) oder Gramm (g) angegeben.

2.2 Messgrößen

Der Zweck der Energieetikette für Personenwagen ist der Vergleich verschiedener Modelle und Antriebssysteme bezüglich ihres Primärenergiebedarfs beziehungsweise ihrer CO₂-Emissionen. Der Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen kann als Volumen (Liter 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.² 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 KBOB Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2016 (KBOB et al. 2016). Die Modellierung erfolgt gemäss den Bilanzierungsregeln des ecoinvent Datenbestands v2 (Frischknecht et al. 2007). Weitere, Treibstoff- beziehungsweise Stromspezifische Datengrundlagen sind in den Unterkapiteln des Kapitels 3 genannt.

² 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 und der Bereitstellung von Elektrizität. Die Ökobilanzen von Benzin, Diesel, Erdgas und Strom sind in letzter Zeit aktualisiert worden. Deshalb ist deren Beschreibung ausführlicher als derjenige der übrigen Treibstoffe.

3.2 Benzin und Diesel

3.2.1 Rohölförderung

Das in Schweizer Raffinerien im Jahr 2016 verarbeitete Rohöl wird hauptsächlich in Westafrika, Nord- und Zentralamerika, Zentralasien und weiteren Regionen gefördert (EV/UP 2017). Der ecoinvent Datenbestand v2 enthält Sachbilanzen der Rohölförderung in bedeutenden Förderländern und -regionen (Jungbluth 2007). Die von der Erdölvereinigung ausgewiesenen Herkunftsregionen wurden mit eigenen Annahmen und Angaben des BFE den bestehenden Sachbilanzen zugeordnet. Für die Förderung von Rohöl in Zentralasien (Kasachstan und Aserbaidschan) sowie in Nord- und Zentralamerika (USA bzw. Mexiko) wurden neue Sachbilanzen erstellt. Dazu wurden die Art der Rohölförderung (auf dem Festland (onshore) oder im Meer (offshore)) sowie die Kohlendioxid- und Methanemissionen, die durch das Abfackeln (flaring) oder Abblasen (venting) von Begleitgas verursacht werden, neu erhoben. Die restlichen Aufwendungen und Emissionen wurden mit Ökobilanzdaten zur Erdölförderung in ähnlichen Regionen abgeschätzt.

In Aserbaidschan wird Rohöl fast ausschliesslich offshore im kaspischen Meer gefördert (EIA 2014). Für Kasachstan wurde der Anteil der onshore-Produktion basierend auf den Produktionsmengen der drei grössten Ölfelder (Tengiz, Karachaganak und Kashagan) auf 68.5 % geschätzt (EIA 2015c). Die restlichen 31.5 % des kasachischen Rohöls werden offshore gefördert. Der Anteil von offshore gefördertem Rohöl in den USA wurde mit den Produktionsmengen der einzelnen Ölfelder im Jahr 2016 berechnet und beträgt 18.3 % (EIA 2017). In Mexiko wurden im Jahr 2016 gemäss der Produktionsstatistik von PEMEX (2017) 79.0 % des Rohöls offshore gefördert.

Die Situation in Kasachstan ist aufgrund der geografischen und historischen Nähe und der Technologie mit der Rohölförderung in Russland vergleichbar. Deshalb wurde der Datensatz für die onshore-Rohölförderung in Russland als Basis für die kasachische Ölförderung verwendet. Die onshore-Ölförderung in den USA und in Mexiko wurde basierend auf der Sachbilanz für die Rohölförderung im mittleren Osten modelliert, da die Fackelverluste ähnlich hoch sind.

Für die offshore-Rohölförderung in Kasachstan, Aserbaidschan, Mexiko und den USA wurde der entsprechende Datensatz für Grossbritannien verwendet. Im ecoinvent Datenbestand v2 sind auch Datensätze für die offshore-Rohölförderung in Norwegen und den Niederlanden verfügbar. Wegen strengeren Umweltgesetzen wurden diese jedoch als weniger passend für die Situation im kaspischen Meer und im Golf von Mexiko beurteilt als der Datensatz für die offshore-Ölförderung in Grossbritannien.

Die Fackelverluste der Rohölförderung in Kasachstan und Aserbaidschan für das Jahr 2012 sind in der Studie von Carbon Limits (2013) enthalten. Um der häufig beobachteten Diskrepanz zwischen den berichteten Emissionen und den von Satelliten gemessenen Werten Rechnung zu tragen, wurden die publizierten Fackelverluste mit einem Korrekturfaktor verrechnet (Tab. 3.1). Für Aserbaidschan wurde mangels spezifischer Informationen derselbe Korrekturfaktor verwendet wie für Kasachstan.

Die Effizienz der eingesetzten Fackeln und der Anteil unverbranntes Begleitgas bestimmen die spezifischen Schadstoffemissionen. Die spezifischen, durch das Abfackeln und Abblasen von Begleitgas verursachten Schadstoffemissionen wurden aus dem Datensatz für die onshore-Rohölförderung in Russland entnommen. Die Emissionen sind unabhängig von der Art der Ölförderung und damit identisch für Rohöl aus onshore- und offshore-Ölfeldern in Kasachstan.

Die Daten zu den Fackelverlusten der Rohölförderung in den USA und in Mexiko wurden aus World Bank (2017) entnommen und beruhen auf Satellitenmessungen. Aus diesem Grund müssen keine Korrekturfaktoren angewendet werden. Die Fackelverluste von Begleitgas in den USA und in Mexiko betragen $0.020 \text{ m}^3/\text{kg}$ bzw. $0.040 \text{ m}^3/\text{kg}$ und liegen damit tiefer als in Russland und Zentralasien (Tab. 3.1). Die Schadstoffemissionsfaktoren durch das Abfackeln von Begleitgas in den USA und in Mexiko wurden aus den bestehenden Sachbilanzen für die Rohölförderung im Mittleren Osten (onshore) und in Grossbritannien (offshore) übernommen und an die spezifischen Fackelverluste angepasst.

Tab. 3.1 Fackelverluste von Begleitgas bei der Rohölförderung in Russland, Kasachstan, Aserbaidschan, den USA und Mexiko (Carbon Limits 2013; World Bank 2017).

Rohölförderung	Fackelverluste	Korrekturfaktor	Fackelverluste korrigiert	Quelle
	m^3/kg	-	m^3/kg	
Russland	0.034	2.2	0.075	Carbon Limits 2013
Kasachstan	0.012	3.9	0.047	Carbon Limits 2013
Aserbaidschan	0.017	3.9	0.066	Carbon Limits 2013
USA	0.020	1.0	0.020	World Bank 2017
Mexiko	0.040	1.0	0.040	World Bank 2017

Die Emissionen von abgeblasenem Erdgas bei der Rohölförderung in den USA und in Mexiko wurden basierend auf den Submissionen der beiden Länder für die Klimarahmenkonvention (engl. United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) berechnet. Die durch die Rohölförderung in den USA verursachten Methanemissionen sind im Treibhausgasinventar ausgewiesen (U.S. Environmental Protection

Agency 2016). Die Abblasrate von Erdgas (gesamte Emissionen geteilt durch die Fördermenge aller Gliedstaaten (EIA 2017)) beträgt 6.2 g CH₄ pro Kilogramm Rohöl. Die spezifischen Emissionen durch das Abblasen von Methan bei der Förderung von Rohöl in Mexiko wurden in analoger Weise basierend auf der neusten nationalen Kommunikation über die Treibhausgasemissionen (México 2012) und der geförderten Menge Rohöl berechnet (PEMEX 2011). Die Abblasrate der Rohölförderung in Mexiko liegt mit 0.28 g CH₄ pro Kilogramm Rohöl deutlich tiefer als jene in den USA. Dies kann durch den höheren Anteil von offshore gefördertem Rohöl in Mexiko, das einen geringeren Emissionsfaktor aufweist, erklärt werden (IPCC 2006). Zudem gibt es in Mexiko weniger unkonventionelle Erdölvorkommen (Ölschiefer und -sande), die durch Fracking gefördert werden und die höhere spezifische Methanemissionen durch das Abblasen von Begleitgas verursachen.

Die Sachbilanz der Förderung von Rohöl aus Lateinamerika berücksichtigt neu den Anteil des offshore geförderten Öls. Die grössten Ölförderländer in Lateinamerika sind Venezuela, Mexiko und Brasilien. Der Anteil der onshore-Rohölförderung wird auf 46.5 % geschätzt und mit der Situation im Mittleren Osten angenähert. Die restlichen 53.5 % des Rohöls werden in Lateinamerika offshore gefördert (EIA 2015a, 2015b, 2015d) und mit dem Datensatz für die offshore-Rohölförderung in Grossbritannien modelliert.

3.2.2 Raffinerie

Die an Schweizer Tankstellen angebotenen Treibstoffe Benzin und Diesel werden von Schweizer Raffinerien produziert oder aus Europa importiert. Der Herkunftsmix von Rohöl, das in Raffinerien in der Schweiz oder in Europa verarbeitet wird, wurde auf Basis von aktuellen Statistiken der Erdölvereinigung (EV/UP 2017) und der Internationalen Energieagentur (IEA 2017) bestimmt.

Das in Schweizer Raffinerien im Jahr 2016 verarbeitete Rohöl stammt aus Nigeria (35.2 %), den USA (17.2 %), Mexiko (16.8 %), Zentralasien (Kasachstan; 16.2 %), Russland (7.8 %), dem Mittleren Osten (4.7 %) sowie aus Nordafrika (2.1 %, EV/UP 2017). Die Importmengen von Rohöl und der Herkunftsmix sind in Tab. 3.2 aufgelistet.

Die Distanzen für die Ferntransporte von Rohöl aus den USA, Mexiko, Kasachstan, Aserbaidschan, Russland und Lateinamerika in die Schweiz wurden neu ermittelt (siehe Tab. 3.2). Die Transportdistanzen wurden hauptsächlich mit Informationen aus Jungbluth (2007) und mithilfe von Google Maps geschätzt. Für den Transport von onshore gefördertem Rohöl in den USA wurden die zwei Gliedstaaten mit den grössten Fördermengen berücksichtigt (EIA 2017). Die Lage der Ölfelder in Texas und North Dakota wurde mit den Karten der U.S. Energy Information Administration (EIA)³ identifiziert. Es wurde angenommen, dass das Rohöl von Texas und North Dakota über onshore-

³ <https://www.eia.gov/state/?sid=US>, abgerufen am 19.05.2017

Pipelines nach Houston zum Golf von Mexiko transportiert wird. Das offshore geförderte Rohöl wird in einer offshore-Pipeline über eine durchschnittliche Distanz von 150 km zur Küste befördert. Anschliessend wird das Rohöl mit Öltankern von Houston nach Fos-sur-mer bei Marseille oder Genua transportiert und via onshore-Pipeline in die Schweiz geleitet. Das in Mexiko geförderte Rohöl wird abhängig von der Art der Förderung entweder über eine offshore- oder eine onshore-Pipeline zum Festland transportiert und dort auf einen Öltanker umgeladen. Nach dem Transport zu einem Mittelmeerhafen wird das Rohöl über eine onshore-Pipeline in die Schweiz transportiert. In Russland und Zentralasien gefördertes Rohöl wird über onshore-Pipelines nach Noworossijsk am Schwarzen Meer transportiert und anschliessend mit Öltankern nach Fos-sur-Mer bei Marseille oder nach Genua gebracht. Das am Mittelmeer gelöschte Rohöl wird schliesslich über eine onshore-Pipeline in die Schweiz transportiert.

Tab. 3.2 Herkunftsmix 2016 und Transportdistanzen von Rohöl, das in Schweizer Raffinerien verarbeitet wird (EV/UP 2017; Jungbluth 2007; eigene Berechnungen).

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Mittlerer Osten	135	4.7%	2'040	7'800
Nordafrika	61	2.1%	1'340	1'000
Nigeria	1'013	35.2%	740	8'000
Kasachstan / Turkmenistan	465	16.2%	2'540	1'000
Russland	226	7.8%	5'740	1'000
USA	494	17.2%	1'720	10'100
Mexiko	482	16.8%	840	10'200
Total	2'876	100.0%	1'682	6'890

Die Herkunft des Rohöls, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird, unterscheidet sich aktuell deutlich vom Schweizer Rohölmix (siehe Tab. 3.3). Die wichtigsten Herkunftsländer und -regionen sind Russland (29.7 %), der Mittlere Osten (21.6 %) sowie Nigeria und weitere Länder des südlichen Afrika (10.2 %, IEA 2015). Zusätzlich haben die europäischen Förderländer Norwegen (11.3 %) und Grossbritannien (6.1 %) bedeutende Anteile am europäischen Rohölverbrauch. Der Rest des in europäischen Raffinerien verarbeiteten Rohöls wird aus Ländern Zentralasiens, Nordafrikas und Amerikas importiert.

Die Transportdistanzen für Pipelines und Öltanker basieren weitgehend auf Angaben aus Jungbluth (2007). Rohöl aus Kasachstan und Aserbaidschan wird über eine Pipeline zum Schwarzen Meer geleitet und anschliessend mit Öltankern zum Mittelmeer transportiert. Das in den USA und in Mexiko geförderte Rohöl wird über onshore- oder offshore-Pipelines zur Küste transportiert. Danach wird es mit Öltankern vom Golf von Mexiko zu den wichtigen Mittelmeerhäfen in Fos-sur-Mer oder Genua befördert. Ein Teil des in europäischen Raffinerien verarbeiteten Rohöls, das aus dem Mittleren Osten, Nordafrika oder Ländern des südlichen Afrika gefördert wurde, wird an Nordseehäfen gelöscht. Dies führt zu höheren Transportdistanzen mit Tankern im Vergleich zum Transport zu den Mittelmeerhäfen in Fos-sur-Mer bei Marseille oder Genua (Jungbluth 2007). Da viele europäische Ölraffinerien in der Nähe von Küstengebieten liegen, sind

die Transporte über onshore-Pipelines generell geringer als für in der Schweiz verarbeitetes Rohöl (Tab. 3.3).

Tab. 3.3 Herkunftsmix 2016 und Transportdistanzen von Rohöl, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird (IEA 2017; Jungbluth 2007; eigene Berechnungen).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Mittlerer Osten	126'013	21.6%	1'300	17'000
Nordafrika	35'832	6.1%	700	2'900
Nigeria / südliches Afrika	59'698	10.2%	100	8'800
Kasachstan	33'251	5.7%	1'900	1'000
Aserbaidschan	17'576	3.0%	1'500	1'000
Russland	173'381	29.7%	260	5'200
USA	7'365	1.3%	1'080	9'700
Mexiko	13'937	2.4%	200	9'800
Südamerika	12'146	2.1%	200	7'500
Norwegen	66'050	11.3%	100	1'000
Grossbritannien / Europa	35'919	6.1%	100	1'000
Niederlande	3'213	0.5%	100	1'000
Total	584'381	100.0%	604	7'064

3.2.3 Tankstelle

Die Anteile der europäischen und schweizerischen Raffinerien am in der Schweiz angebotenen Benzin und Diesel wurden basierend auf Statistiken der Erdölvereinigung aktualisiert (EV/UP 2017). Da in der Herkunftsstatistik von Erdölprodukten nur Gasöl (Summe von Diesel und Heizöl extra leicht (EL)) ausgewiesen wird, wurden für Diesel und Heizöl EL dieselben Produktionsanteile von europäischen und schweizerischen Raffinerien angenommen. Im Jahr 2016 wurden 28.0 % des Benzins und 31.0 % des Gasöls in Schweizer Raffinerien produziert (Tab. 3.4). Wegen der Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey im Jahr 2015 liegt der Anteil von Benzin und Diesel aus Schweizer Raffinerien deutlich tiefer als im Jahr 2014 (Stolz & Frischknecht 2016).

Tab. 3.4 Herkunftsmix von Benzin und Gasöl (Diesel und Heizöl EL) an Schweizer Tankstellen im Jahr 2016 (EV/UP 2017).

Herkunftsmix	Benzin		Gasöl	
	kt	%	kt	%
Schweiz	674	28.0%	1'702	31.0%
Europa	1'734	72.0%	3'795	69.0%
Total	2'408	100.0%	5'497	100.0%

Zusätzlich zum Importanteil wurden die Transportdistanzen für den Import von Benzin und Diesel in die Schweiz mit verschiedenen Verkehrsträgern neu ermittelt. Die Herkunftsstatistik und die Verkehrsträgerstatistik der Erdölvereinigung dienen als Grundlage für diese Berechnungen (EV/UP 2017). Die wichtigsten Herkunftsländer für den Import von Benzin in die Schweiz sind Deutschland (72.5 %) und Italien (17.4 %).

Das importierte Gasöl wird hauptsächlich in Deutschland (37.1 %), Belgien und Luxemburg (26.4 %), den Niederlanden (14.9 %), Italien (11.3 %) und Frankreich (10.1 %) 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. 3.5). Für die Regionalverteilung der Produkte in der Schweiz wurde in Übereinstimmung mit Jungbluth (2007) eine durchschnittliche Transportdistanz von 150 km per Lastwagen angenommen.

Tab. 3.5 Transportdistanzen und Verkehrsträger für den Import von Benzin und Diesel von europäischen Raffinerien bis zu Tankstellen in der Schweiz im Jahr 2016 basierend auf EV/UP (2017) und eigenen Berechnungen.

Transportdistanzen	Benzin	Diesel
	km	km
Bahn	207	182
Lastwagen	81	56
Binnenschiff	115	316
Flugzeug	0	0
Pipeline	32	56
Regionalverteilung Lastwagen	150	150
Total	585	760

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.

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 erhältliche Erdgas enthält einen Anteil von mindestens 10 % Biogas. Das aufbereitete Biogas wird zu 46.2 % aus Grüngut gewonnen, zu 33.6 % aus Klärschlamm und zu 20.2 % aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. 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 eine Glykolwäsche. Für diese drei Technologien stehen Sachbilanzdaten von Stucki et al. (2011) zur Verfügung. Basierend auf der Jahresproduktion der Aufbereitungsanlagen, welche im Jahr 2012 Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist haben, ergibt sich ein Technologiemix mit 47.9 % Druckwechseladsorption, 43.3 % Aminwäsche und 8.9 % Glykolwäsche.

3.4 Flüssiggas (LPG)

Flüssiggas (oder englisch „Liquefied Petroleum Gas“, LPG) wird in Erdölraffinerien hergestellt. Es besteht aus einem Gemisch von Propan und Butan. Die Ökobilanz der Bereitstellung von in der Schweiz getanktem Flüssiggas umfasst analog zu jener von Benzin und Diesel die Erdölförderung, den Ferntransport von Rohöl zu den Raffinerien sowie die Feinverteilung des Produkts an die Tankstellen und das Betanken (siehe Unterkapitel 3.2 und Hischier et al. 2010).

3.5 Bioethanol (E85)

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

3.6 Elektrizität

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. Die Ökobilanz der Schweizer Strommixe 2014 ist in Messmer & Frischknecht (2016) ausführlich beschrieben.

In der Energieetikette für Personenwagen liegt für die Strombereitstellung der Schweizer Lieferantenstrommix zu Grunde. Der Schweizer Lieferantenstrommix basiert auf der Schweizer Stromkennzeichnung für das Jahr 2014 von Swissgrid (2016). Sie zeigt die Herkunft des in der Schweiz verkauften Stroms inklusive des zertifizierten Stroms, jedoch ohne die Stromproduktion der SBB.

Tab. 3.6 Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer Lieferantenstrommix 2014 (swissgrid 2016).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
Erneuerbare Energien	54.130%	47.350%	6.780%
Wasserkraft	49.450%	43.320%	6.130%
Andere Erneuerbare	1.680%	1.030%	0.650%
<i>Sonne</i>	<i>0.530%</i>	<i>0.520%</i>	<i>0.010%</i>
<i>Wind</i>	<i>0.710%</i>	<i>0.080%</i>	<i>0.630%</i>
<i>Biomasse</i>	<i>0.440%</i>	<i>0.430%</i>	<i>0.010%</i>
<i>Geothermie</i>	<i>0.000%</i>	<i>0.000%</i>	<i>0.000%</i>
Geförderter Strom	3.000%	3.000%	0.000%
Nicht erneuerbare Energien	26.450%	23.130%	3.320%
Kernenergie	26.030%	23.040%	2.990%
Fossile Energieträger	0.420%	0.090%	0.330%
<i>Erdöl</i>	<i>0.020%</i>	<i>0.000%</i>	<i>0.020%</i>
<i>Erdgas</i>	<i>0.380%</i>	<i>0.090%</i>	<i>0.290%</i>
<i>Steinkohle</i>	<i>0.020%</i>	<i>0.000%</i>	<i>0.020%</i>
Abfälle	1.350%	1.300%	0.050%
Nicht überprüfbar Energieträger	18.070%	0.000%	18.070%
Total	100.000%	71.780%	28.220%

Der Schweizer Lieferantenstrommix wird zu einem bedeutenden Teil in Wasserkraftwerken (49.5 %) und Kernkraftwerken (26.0 %) erzeugt. Die Anteile von anderen erneuerbaren und fossilen Energieträgern sowie von Kehrlichtverbrennungsanlagen am Lieferantenstrommix sind vergleichsweise gering. Der Anteil von nicht überprüfbaren Energieträgern am Lieferantenstrommix beträgt 18.1 % und liegt damit deutlich höher als im Jahr 2011 (11.8 %; Stolz & Frischknecht 2015). Strom aus nicht überprüfbaren Energieträgern wird neu mit dem europäischen Residualmix (European Attribute Mix (EAM); (AIB 2015)) angenähert, der zum überwiegenden Teil aus fossilen Energieträgern oder in Kernkraftwerken erzeugt wird und in Messmer und Frischknecht (2016) näher beschrieben ist. Der von Elektrizitätswerken an Schweizer Kunden gelieferte Strom wird zu ungefähr zwei Dritteln in Schweizer Kraftwerken produziert und zu einem Drittel aus europäischen Ländern importiert.

Die Kategorie geförderter Strom entspricht dem Strom aus Anlagen, die eine kosten-deckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten, und wird daher entsprechend dem Geschäftsbericht der Stiftung KEV (KEV 2014) auf die verschiedenen erneuerbaren Technologien aufgeteilt (Tab. 3.7). Darin sind das Produktionsvolumen und die Anteile der

verschiedenen Technologien aufgelistet. Der geförderte Strom wird hauptsächlich mit Wasserkraft (45.9 %) und Biomasse (38.1 %) produziert. Die Anteile von Fotovoltaik (12.8 %) und Wind (3.2 %) sind deutlich geringer.

Tab. 3.7 Anteile der einzelnen Technologien an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2014 (KEV 2014).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Wind	52.6	3.15%
Wasserkraft	766.2	45.90%
Biomasse	635.9	38.10%
Fotovoltaik	214.4	12.85%
Total	1669.2	100.00%

Der aus Biomasse produzierte Strom kann weiter unterteilt werden in Strom aus Holz, landwirtschaftlichem Biogas, industriellem Biogas und Strom aus Biomasse, die in Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) verbrannt wird. Die Angaben zu diesen Anteilen stammen aus der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (BFE 2015). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tab. 3.8 gezeigt.

Tab. 3.8 Anteile der einzelnen Technologien für Strom aus Biomasse im Jahr 2014 (BFE 2015).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Holz	273.3	19.25%
Biogas Landwirtschaft	88.7	6.24%
Biogas Industrie	200.8	14.14%
Biomasse KVA	857.3	60.37%
Total	1420.1	100.00%

3.7 Wasserstoff

Die Ökobilanz der Bereitstellung von Wasserstoff beinhaltet die Wasserstoff-Herstellung, den Transport von zentral produziertem Wasserstoff 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. Wegen des hohen Stromverbrauchs (64.5 kWh/kg) 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). Für die

dezentrale Herstellung eignen sich der Schweizer Lieferantenstrommix sowie Photovoltaik- und Wasserkraftstrom ab Netz.

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 % und der entstehende Wasserdampf wird nicht weiterverwendet.

Zentral hergestellter Wasserstoff wird mit Lastwagen 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). Der durchschnittliche Wasserstoffmix, der im Jahr 2017 in der Schweiz getankt wird, besteht gemäss Schätzungen von Marktbeobachtern und Angaben der Tankstellenbetreiber zu 85 % aus zentral und zu 15 % aus dezentral über die Wasserelektrolyse hergestelltem Wasserstoff (Tschümperlin & Frischknecht 2017).

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 0) sowie Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen (Unterkapitel 4.4) diskutiert. Abschliessend werden die Beiträge der einzelnen Verarbeitungsschritte zu den gesamten CO₂-Emissionen und zum Primärenergiebedarf beschrieben (Unterkapitel 4.5).

4.2 Stoffwerte der Treibstoffe

Die Dichte und der Heizwert der in der Energieetikette berücksichtigten Treibstoffe basieren mit Ausnahme von Wasserstoff und CNG / 10 % Biogas auf den Werten, die für das schweizerische Treibhausgasinventar verwendet werden (BAFU 2016). 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 (2016) enthalten und basieren auf den im Thermodynamik-Standardwerk Baehr (1989) publizierten Stoffwerten. Bei CNG / 10 % Biogas werden sowohl die Stoffwerte, die den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung des KBOB Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2016 zugrundeliegen als auch die Stoffwerte des Prüftreibstoffs (100 % aus 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 verwendet wurden, basieren auf Angaben der Empa.⁴

Das in den Sachbilanzen des KBOB Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2016 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 Biogasbereitstellung verwendet werden, weichen von den oben beschriebenen Stoffwerten des Prüftreibstoffs ab. Die Unterschiede in den Stoffwerten wurden in der

⁴ Persönliche Mitteilung Thomas Bütler, Empa Dübendorf, 06.06.2016.

Berechnung des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG / 10 % 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 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 (Nm^3) umgerechnet (EU-Kommission 2014).⁵ 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 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) haben ein Benzinäquivalent von 1.14 L/L bzw. 1.03 L/m^3 und liegen damit über jenem von Benzin. Das Benzinäquivalent von Wasserstoff beträgt 0.34 L/m^3 , während Strom mit 0.11 L/kWh das tiefste Benzinäquivalent 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. Die Primärenergiefaktoren umfassen in der Energieetikette sowohl den nicht erneuerbaren als auch den erneuerbaren Primärenergiebedarf.

⁵ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa Dübendorf, 01.06.2017.

Der rechte Teil der Tab. 4.1 enthält den Primärenergiefaktor, den spezifischen Primärenergiebedarf sowie die Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoffe. Erdgas mit einem Anteil von 10 % Biogas hat mit 1.11 MJ Öl-eq/MJ den geringsten spezifischen Primärenergiefaktor. Der vergleichsweise hohe Primärenergiefaktor von Bioethanol (E85) von 3.05 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 2.25 MJ Öl-eq/MJ den tiefsten Primärenergiefaktor, während der Primärenergiefaktor von Wasserstoff, der dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Lieferantestrommix produziert wird, mehr als doppelt so hoch ist (5.37 MJ Öl-eq/MJ). Der durchschnittliche Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (85 % Wasserkraft zentral, 15 % Wasserkraft dezentral) hat einen Primärenergiefaktor von 2.41 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Elektrizität beträgt 2.54 MJ Öl-eq/MJ bzw. 9.14 MJ Öl-eq/kWh.

Benzin wird als Referenztreibstoff für die Primärenergie-Benzinäquivalente definiert und hat darum ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 1.00 L/L. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Diesel ist leicht höher als jenes von Benzin und beträgt 1.07 L/L. Flüssiggas (LPG) und CNG / 10 % Biogas haben ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.69 L/L bzw. 0.84 L/m³. Die Zunahme des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG / 10 % Biogas gegenüber der Energieetikette 2017 ist hauptsächlich durch die in Unterkapitel 4.2 beschriebene Berücksichtigung der Differenz zwischen dem Heizwert des Prüftreibstoffs und dem in den Sachbilanzen des KBOB Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2016 verwendeten Heizwert begründet (Stolz & Frischknecht 2016). Bioethanol (E85) hat mit 1.61 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent. Abhängig vom Herstellungsverfahren variiert das Primärenergie-Benzinäquivalent von Wasserstoff stark (Methan-Dampfreformierung: 0.56 L/m³, Wasserelektrolyse mit Lieferantestrommix: 1.35 L/m³). Im Durchschnitt beträgt das Primärenergie-Benzinäquivalent des an Schweizer Tankstellen erhältlichen Wasserstoffs 0.60 L/m³. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Strom wird als Verhältnis des Primärenergiefaktors zum spezifischen Primärenergiebedarf von Benzin berechnet und beträgt 0.21 L/kWh. Die Abnahme des Primärenergie-Benzinäquivalents im Vergleich zur Energieetikette 2017 ist hauptsächlich auf den geringeren Anteil von Strom aus Kernkraftwerken im Lieferantestrommix zurück zu führen (siehe auch Unterkapitel 4.5; Stolz & Frischknecht 2016). Andere Stromerzeugungstechnologien, darunter die meisten erneuerbaren Energien, haben einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus Kernkraftwerken (Messmer & Frischknecht 2016). Strom aus Kernkraftwerken wurde teilweise durch erneuerbare Energieträger ersetzt, was zu einer Abnahme des Primärenergie-Benzinäquivalents von Strom führte.

Tab. 4.1 Stoffwerte und Primärenergiebedarf der Normtreibstoffe der Energieetikette 2017. Die Stoffkennwerte Dichte, spezifischer Heizwert und Energiedichte basieren auf Angaben von BAFU (2016) und der Empa^{4,5} (CNG / 10 % 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	1.37 MJ Öl-eq/MJ	43.1 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	46.3 MJ Öl-eq/L	1.07 L/L
CNG / 10% Biogas	0.963	0.679 kg/m ³	49.7 MJ/kg	9.36 kWh/m ³	1.03 L/m ³	1.11 MJ Öl-eq/MJ	37.4 MJ Öl-eq/m ³	0.84 L/m ³
LPG (85% C ₃ H ₈)	1.000	0.540 kg/L	46.3 MJ/kg	6.94 kWh/L	0.80 L/L	1.19 MJ Öl-eq/MJ	29.9 MJ Öl-eq/L	0.69 L/L
E85	1.000	0.782 kg/L	29.0 MJ/kg	6.31 kWh/L	0.72 L/L	3.05 MJ Öl-eq/MJ	69.3 MJ Öl-eq/L	1.61 L/L
Elektrizität	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	2.54 MJ Öl-eq/MJ	9.14 MJ Öl-eq/kWh	0.21 L/kWh
Wasserstoff								
- Lieferanten-Strommix, dezentral	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	5.37 MJ Öl-eq/MJ	57.9 MJ Öl-eq/m ³	1.35 L/m ³
- PV-Strom, dezentral	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	3.31 MJ Öl-eq/MJ	35.7 MJ Öl-eq/m ³	0.83 L/m ³
- Wasserkraft-Strom, dezentral	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	2.55 MJ Öl-eq/MJ	27.5 MJ Öl-eq/m ³	0.64 L/m ³
- Wasserkraft-Strom, zentral	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	2.39 MJ Öl-eq/MJ	25.8 MJ Öl-eq/m ³	0.60 L/m ³
- Methan-Dampfreformierung, zentral	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	2.25 MJ Öl-eq/MJ	24.3 MJ Öl-eq/m ³	0.56 L/m ³
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1.000	0.0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3.00 kWh/m ³	0.34 L/m ³	2.41 MJ Öl-eq/MJ	26.0 MJ Öl-eq/m ³	0.60 L/m ³

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 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 0.371 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 Primärenergiefaktoren von Erdgas und Biogas haben gegenüber den Umweltkennwerten der Energieetikette 2017 hauptsächlich zugenommen, weil für deren Berechnung neu der in den Sachbilanzen hinterlegte Heizwert verwendet wurde. Da dieser Heizwert tiefer ist als der bisher eingesetzte Heizwert, erhöht sich der Primärenergiefaktor.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen von Benzin und Diesel betragen 527 g CO₂/L bzw. 444 g CO₂/L. Die fossilen Kohlendioxidemissionen dieser beiden Treibstoffe sind höher als bisher (Energieetikette 2017; Stolz & Frischknecht 2016), was hauptsächlich auf den höheren Anteil von importierten Erdölprodukten aus europäischen Raffinerien zurück zu führen ist. Die Bereitstellung von CNG / 10 % Biogas ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 272 g CO₂/m³. Die Zunahme der

Kohlendioxidemissionen der Erdgas- und Biogasbereitstellung gegenüber der Energieetikette 2017 ist durch die Verwendung der den Sachbilanzen zugrundeliegenden Dichte sowie die höheren Kohlendioxidemissionen der Strombereitstellung begründet. Der Strom wird hauptsächlich zur Komprimierung von CNG / 10 % Biogas an der Tankstelle benötigt. Die Bereitstellung von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von $76.0 \text{ g CO}_2/\text{m}^3$. Die Kohlendioxidemissionen von Wasserstoff sind stark vom jeweiligen Herstellungsverfahren abhängig und schwanken zwischen $75.8 \text{ g CO}_2/\text{m}^3$ (Wasserelektrolyse zentral mit Wasserkraftstrom) und $1'270 \text{ g CO}_2/\text{m}^3$ (Methan-Dampfreformierung). Der Schweizer Lieferantenstrommix ab einer Niederspannungssteckdose verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von $139 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$. Der Lieferantenstrommix bildet die Zusammensetzung und Herkunft des in der Schweiz verkauften Stroms ab und umfasst sowohl die inländische Produktion als auch Stromimporte. Der Anteil der nicht überprüfaren Energieträger im Lieferantenstrommix hat 2014 deutlich zugenommen und beträgt neu 18.1 % (Anteil 2011: 11.8 %). Zudem wurde für die Modellierung der nicht überprüfaren Energieträger neu der europäische Residualmix verwendet, der die Realität besser abbildet und erhebliche Anteile fossiler Energieträger aufweist (siehe Unterkapitel 3.6). Aus diesen Gründen haben die fossilen Kohlendioxidemissionen des Lieferantenstrommixes im Vergleich zu den Umweltkennwerten der Energieetikette 2017 deutlich zugenommen (siehe auch Unterkapitel 4.5).

Tab. 4.2 Dichte, Heizwert, Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe für die Energieetikette 2017. Die Umweltkennwerte basieren auf dem KBOB Ökobilanzdatenbestand v2.2:2016.

Umweltkennwerte 2017

Treibstoffe	Dichte		Heizwert Hu		Primärenergie		Primärenergiefaktor MJ-eq/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	kg/Nm ³	kg/L	MJ/Nm ³	MJ/kg	MJ-eq/kg	MJ-eq/L		kgCO ₂ /kg	kgCO ₂ /L
Benzin		0.737		42.6	58.4	43.1	1.37	0.714	0.527
Diesel		0.830		43.0	55.7	46.3	1.30	0.535	0.444
E85		0.782		29.0	88.6	69.3	3.05	0.517	0.404
CNG / 10% Biogas	0.759	0.000759		47.8	53.1	0.0403	1.11	0.359	0.000272
CNG	0.760	0.000760		48.0	57.0	0.0433	1.19	0.332	0.000252
Biogas	0.750	0.000750		45.9	17.0	0.0128	0.371	0.600	0.000450
LPG		0.540		46.3	55.3	29.9	1.19	0.524	0.283
Wasserstoff (Lieferanten-Strommix, dezentral)	0.0899	0.0000899		120	644	0.0579	5.37	9.97	0.000896
Wasserstoff (PV-Strom, dezentral)	0.0899	0.0000899		120	397	0.0357	3.31	5.90	0.000530
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, dezentral)	0.0899	0.0000899		120	306	0.0275	2.55	0.858	0.0000771
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, zentral)	0.0899	0.0000899		120	287	0.0258	2.39	0.843	0.0000758
Wasserstoff (Methan-Dampfreformierung, zentral)	0.0899	0.0000899		120	270	0.0243	2.25	14.2	0.00127
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	0.0899	0.0000899		120	290	0.0260	2.41	0.845	0.0000760

Elektrizität	Primärenergie		Primärenergiefaktor MJ-eq/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	MJ-eq/MJ	MJ-eq/kWh		kgCO ₂ /MJ	kgCO ₂ /kWh
Strom			2.54	9.14	0.0386 0.139

4.5 Prozessbeiträge

4.5.1 Treibstoffe

Die Beiträge der wichtigsten Prozesse am gesamten Primärenergiebedarf und an den fossilen CO₂-Emissionen sind in Fig. 4.1 bis Fig. 4.4 dargestellt. Für die Treibstoffe Benzin, Diesel und Erdgas mit einem Anteil von 10 % 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 (nicht nötig für Erdgas);
- 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 und hat darum einen Primärenergieinhalt von 0 MJ (siehe Unterkapitel 3.3). Der Primärenergieinhalt von Benzin, Diesel und CNG / 10 % Biogas trägt 72.9 %, 77.2 % bzw. 81.5 % zum gesamten Primärenergiebedarf der Treibstoffbereitstellung bei. Die Förderung verursacht 8.1 % bzw. 11.0 % des Primärenergiebedarfs von Benzin und Diesel. Bei CNG / 10 % Biogas beträgt Anteil der Förderung am Primärenergiebedarf 4.9 %. Zwischen 1.8 % (Benzin) und 4.0 % (CNG / 10 % Biogas) des Primärenergiebedarfs werden durch den Ferntransport verursacht. Die Raffinerie hat einen Anteil von 15.7 % bzw. 8.2 % am Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel. Die Aufbereitung ist weniger bedeutend für Erdgas mit einem Anteil von 10 % Biogas (1.5 %). Die Feinverteilung verursacht bei allen Treibstoffen knapp 2 % des Primärenergiebedarfs. Die Tankstelle ist vernachlässigbar für den Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel. Der Beitrag der Tankstelle zum Primärenergiebedarf von CNG / 10 % Biogas von 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) und sind nur für die Förderung, den Ferntransport und die Feinverteilung relevant.

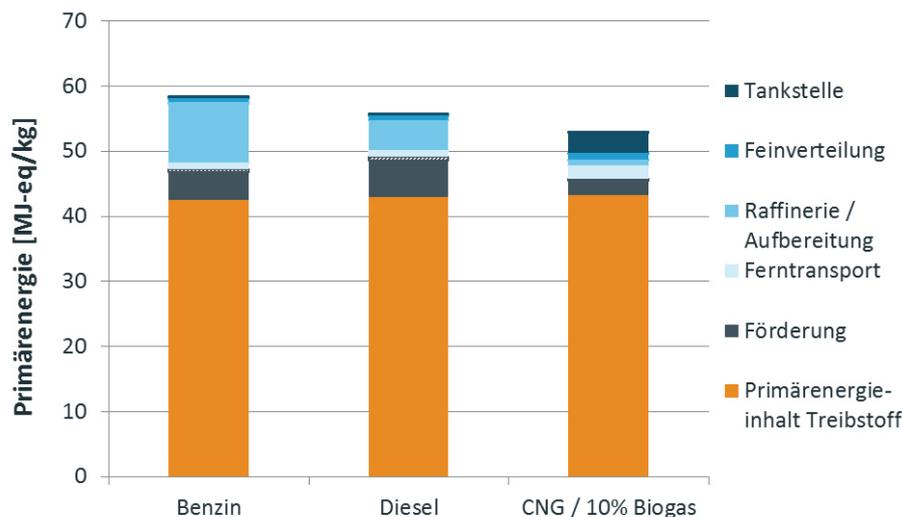


Fig. 4.1 Beiträge des Primärenergieinhalts und der wichtigsten Prozesse zum Primärenergiebedarf (gesamt) der Treibstoffe Benzin, Diesel und CNG / 10 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die fossilen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin, Diesel und CNG / 10 % Biogas werden zu 29.4 %, 41.2 % bzw. 36.6 % durch die Förderung verursacht (siehe Fig. 4.2). Der Ferntransport hat einen Anteil von 29.2 % an den gesamten CO₂-Emissionen von CNG / 10 % Biogas und ist weniger bedeutend für Benzin und Diesel (8.0 % bzw. 11.1 %). Die Raffinerie ist für 56.0 % bzw. 38.4 % der CO₂-Emissionen von Benzin und Diesel verantwortlich. Der Anteil der Aufbereitung an den CO₂-Emissionen von CNG / 10 % Biogas ist geringer (7.1 %), da nur das Biogas aufbereitet werden muss. Die Feinverteilung verursacht 6.2 %, 8.8 % bzw. 14.8 % der CO₂-Emissionen von Benzin, Diesel und CNG / 10 % Biogas. Die CO₂-Emissionen der

Tankstelle sind vernachlässigbar für Benzin und Diesel und haben einen Anteil von 12.3 % an den gesamten Emissionen von CNG / 10 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1) und haben insgesamt einen Anteil von rund 10 % an den totalen CO₂-Emissionen.

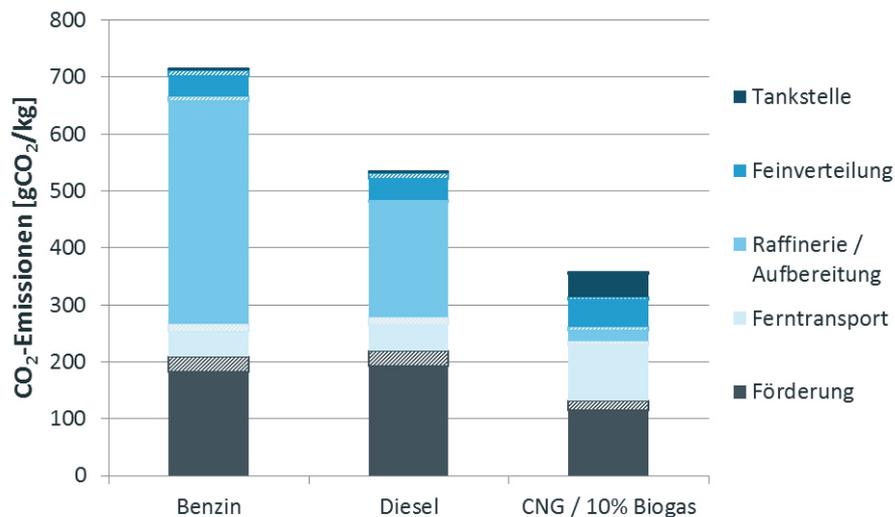


Fig. 4.2 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen der Treibstoffe Benzin, Diesel und CNG / 10 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.5.2 Strom

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 Lieferantenstrommixes 2014 wird zu 44.2 % durch Kernkraftwerke verursacht (siehe Fig. 4.3), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die nicht überprüfbaren Energieträger haben einen Anteil von 28.7 % am gesamten Primärenergiebedarf. Die Stromproduktion in Wasserkraftwerken, die einen Anteil von über 49 % am Schweizer Lieferantenstrommix hat (siehe Tab. 3.6), verursacht 24.3 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Strom aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme von Holzkraftwerken, einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus nuklearen oder fossilen Kraftwerken (Messmer & Frischknecht 2016).⁶ Die übrigen erneuerbaren Energieträger, fossile Energieträger

⁶ 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 Primärenergie-

sowie das Übertragungs- und Verteilungsnetz haben Anteile von weniger als 2 % am gesamten Primärenergiebedarf der Elektrizität. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf.

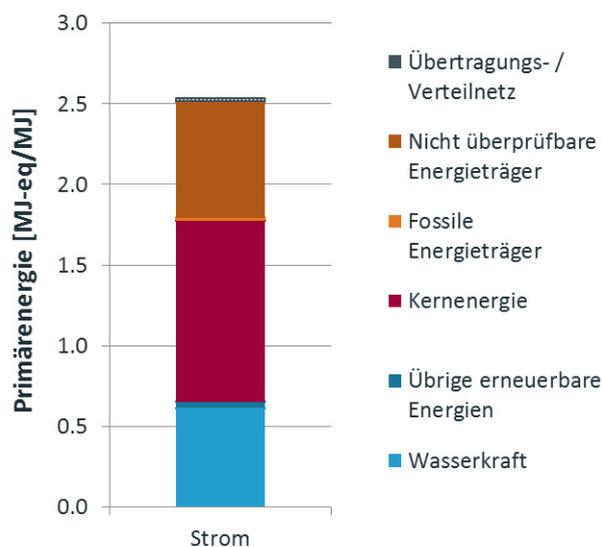


Fig. 4.3 Beiträge der wichtigsten Prozesse zur Primärenergie von Strom. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO₂-Emissionen des Schweizer Lieferantenstrommixes 2014 werden zu 89.7 % durch nicht überprüfbare Energieträger verursacht (siehe Fig. 4.4). Diese werden mit dem europäischen Residualmix modelliert, der zu einem grossen Teil in fossilen Kraftwerken produziert wird. Deklarierter Strom aus fossilen Energieträgern, der zu rund 80 % importiert wird (siehe Tab. 3.6), hat einen Anteil von 2.1 % an den gesamten CO₂-Emissionen des Lieferantenstrommixes. Die Kernenergie, die Wasserkraft und die übrigen erneuerbaren Energieträger verursachen 2.6 %, 1.9 % bzw. 0.9 % der CO₂-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Wasserkraft und der übrigen erneuerbaren Energieträger verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. 4.4). Das Übertragungs- und Verteilnetz hat einen Anteil von 2.7 % an den CO₂-Emissionen des Lieferantenstrommixes.

träger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Bezugsgrösse gewählt wird.

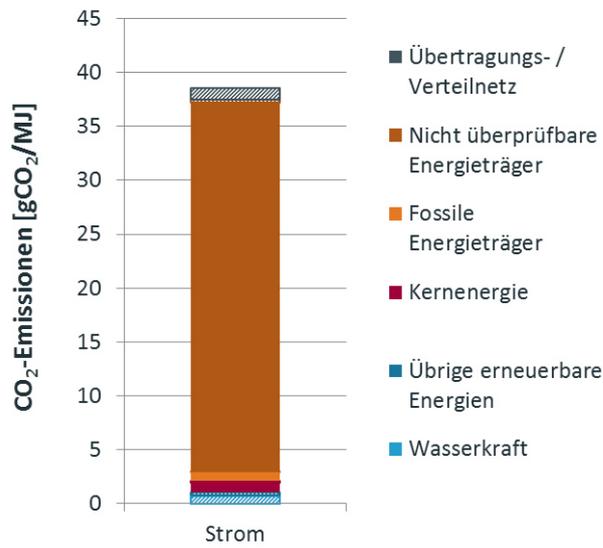


Fig. 4.4 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen von Strom. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Literatur

- AIB 2015 AIB (2015) European Residual Mixes 2014.
- Baehr 1989 Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.
- BAFU 2016 BAFU (2016) Faktenblatt CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern, Schweiz.
- Bauer et al. 2012 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 2015 BFE (2015) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2014. Bundesamt für Energie, Bern, CH, retrieved from: www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_455304657.pdf.
- BFS 2016 BFS (2016) Tabellen zu den Ausgleichspositionen zwischen dem Treibhausgas- und Luftschadstoff-Inventar und den Luftemissionskonten (AEA). Bundesamt für Statistik, retrieved from: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raumumwelt/umweltgesamtrechnung/luftemissionen.assetdetail.1382356.html>.
- Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2014 Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (2014) Energiegesetz, EnG, vom 26. Juni 1998 (Stand am 1. Mai 2014). In: SR 730.0, Bern, retrieved from: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19983485/201405010000/730.0.pdf>.
- Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2016 Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (2016) Energiegesetz, EnG, vom 30. September 2016, Bern.
- Bünger et al. 2014 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.
- Carbon Limits 2013 Carbon Limits (2013) Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan. Carbon Limits AS, Oslo, retrieved from: <http://www.ebrd.com/downloads/sector/sei/ap-gas-flaring-study-final-report.pdf>.

- EIA 2014 EIA (2014) Azerbaijan. Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=AZE>.
- EIA 2015a EIA (2015a) Venezuela. Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=VEN>.
- EIA 2015b EIA (2015b) Mexico. Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX>.
- EIA 2015c EIA (2015c) Kazakhstan. Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KAZ>.
- EIA 2015d EIA (2015d) Brazil. Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=BRA>.
- EIA 2017 EIA (2017) Crude Oil Production (U.S.). Energy Information Administration, Washington, DC, retrieved from: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbb1_a.htm.
- EU-Kommission 2014 EU-Kommission (2014) Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission vom 18. Juli 2008 zur Durchführung und Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 des Europäischen Parlaments und des Rats über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zu Reparatur- und Wartungsinformationen für Fahrzeuge. Europäische Kommission, retrieved from: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02008R0692-20140305&from=IT>.
- EV/UP 2017 EV/UP (2017) Jahresbericht 2016. Erdöl-Vereinigung, Zürich.
- Frischknecht et al. 2007 Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Heck T., Hellweg S., Hirschier R., Nemecek T., Rebitzer G. and Spielmann M. (2007) Overview and Methodology. ecoinvent report No. 1, v2.0. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Frischknecht et al. 2015 Frischknecht R., Wyss F., Buesser S., Lützkendorf T. and Balouktsi M. (2015) Cumulative energy demand in LCA: the energy harvested approach. In: *Int J LCA*, 20(7), pp. 957-969, DOI: 10.1007/s11367-015-0897-4.
- Hirschier et al. 2010 Hirschier R., Althaus H.-J., Bauer C., Büsler 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 2015 IEA (2015) Monthly Oil Statistics 2015. International Energy Agency IEA, Paris, retrieved from: <http://www.iea.org/media/statistics/surveys/oil/OIL1215.XLS>.

- IEA 2017 IEA (2017) Monthly Oil Statistics 2016. International Energy Agency IEA, Paris, retrieved from: <http://www.iea.org/media/statistics/surveys/oil/OIL1216.XLS>.
- IPCC 2006 IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy, Chapter 4: Fugitive Emissions. IPCC, retrieved from: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>.
- Jungbluth 2007 Jungbluth N. (2007) Erdöl. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, Vol.ecoinvent report No. 6-IV, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Jungbluth et al. 2007 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.
- KBOB et al. 2016 KBOB, eco-bau and IPB (2016) KBOB Ökobilanzdatenbestand v2.2:2016; Grundlage für die KBOB-Empfehlung 2009/1:2016: Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand 2016. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik, retrieved from: www.lc-inventories.ch.
- KEV 2014 KEV (2014) Stiftung kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) Geschäftsbericht 2014. Stiftung kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Frick, CH, retrieved from: <http://www.stiftung-kev.ch/berichte/jahresberichte.html>.
- Messmer & Frischknecht 2016 Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- México 2012 México (2012) Quinta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), México, D.F.
- PEMEX 2011 PEMEX (2011) Annual Report 2010. Petróleos Mexicanos.
- PEMEX 2017 PEMEX (2017) Monthly Petroleum Statistics. Liquid Hydrocarbons Production. Petróleos Mexicanos.
- Schweizerischer Bundesrat 2016 Schweizerischer Bundesrat (2016) Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Januar 2016). In: SR 730.01, Bern, retrieved from: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19983391/201601010000/730.01.pdf>.
- Simons & Bauer 2011 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 & Frischknecht 2015 Stolz P. and Frischknecht R. (2015) Umweltbilanz Strommix Schweiz 2011. treeze Ltd., Uster, CH.
- Stolz & Frischknecht 2016 Stolz P. and Frischknecht R. (2016) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2016 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.
- Stucki et al. 2011 Stucki M., Jungbluth N. and Leuenberger M. (2011) Life Cycle Assessment of Biogas Production from Different Substrates. im Auftrag des Bundesamtes für Energie BfE, ESU-services Ltd., Uster, retrieved from: <http://www.esu-services.ch/data/public-lci-reports/> (login).
- swissgrid 2016 swissgrid (2016) Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Stand Mai 2016. Swissgrid AG, Zürich.
- Tschümperlin & Frischknecht 2017 Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster, CH.
- U.S. Environmental Protection Agency 2016 U.S. Environmental Protection Agency (2016) Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2014. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- UVEK 2017 UVEK (2017) 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.
- World Bank 2017 World Bank (2017) Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR): Flaring Intensity.