



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et  
de la communication DETEC

**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Section Efficacité énergétique des transports

Rapport du 30 août 2021

---

# Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme: indicateurs environnementaux 2021 de la production d'électricité et de carburant

---

**Date:** 30 aout 2021

**Lieu:** Berne

**Mandant:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
CH-3003 Berne  
[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Mandataires:**

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

**Auteurs:**

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

**Responsable de domaine de l'OFEN:** Roberto Bianchetti, Spécialiste Efficacité énergétique des transports, [roberto.bianchetti@bfe.admin.ch](mailto:roberto.bianchetti@bfe.admin.ch)

**Chef de programme de l'OFEN:** Christoph Schreyer, Responsable Efficacité énergétique des transports, [christoph.schreyer@bfe.admin.ch](mailto:christoph.schreyer@bfe.admin.ch)

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

---

## Abréviations

---

EqE	Équivalent essence
CH	Suisse
GNC	Gaz naturel comprimé («compressed natural gas», CNG)
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
EqCO <sub>2</sub>	Équivalent de dioxyde de carbone
EIA	Administration des États-Unis chargée de l'information en matière d'énergie ( <i>Energy Information Administration</i> )
LEne	Loi sur l'énergie
g	Gramme
GO	Garantie d'origine
AIE	Agence internationale de l'énergie
kg	Kilogramme
km	Kilomètre
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
kWh	Kilowattheure
l	Litre
GPL	Gaz de pétrole liquéfié («liquefied petroleum gas», LPG)
m <sup>3</sup>	Mètre cube
MJ	Mégajoule
MJ EqPét	Mégajoule d'équivalent pétrole
EP	Énergie primaire
EqE-EP	Équivalent essence d'énergie primaire
PEM	Membrane échangeuse de protons («proton exchange membrane»)
SMR	Vaporeformage du méthane («steam methane reforming»)
t	Tonne
UCE	Unité de charge écologique

---

## 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 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 Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommix 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 UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 verwendet. Dieser Datenbestand enthält zudem aktualisierte Sachbilanzdaten zur Benzin- und Dieselpreparierung, zum Strommix Schweiz und zu Photovoltaikstrom.

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 1.67 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat unter den betrachteten gasförmigen Treibstoffen mit 0.61 L/m<sup>3</sup> das geringste Primärenergie-Benzinäquivalent, das aber je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variieren kann. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas, dem mindestens 20% Biogas beigemischt werden, hat ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.78 L/m<sup>3</sup>. Das Primärenergie-Benzinäquivalent des Schweizer Lieferantenstrommixes beträgt 0.17 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 506 g CO<sub>2</sub>/L bzw. 484 g CO<sub>2</sub>/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 20% Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 273 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> bzw. 68 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Die fossilen Kohlendioxidemissionen des Schweizer Lieferantenstrommixes ab einer Niederspannungssteckdose betragen 25 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 du puits (par exemple l'extraction du pétrole brut) 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 du puits 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 du DETEC DQRv2:2018, 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 également des données actualisées sur l'inventaire du cycle de vie de l'essence et du diesel, sur le mix électrique suisse et sur l'électricité photovoltaïque.

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 1,67 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 le plus faible équivalent essence d'énergie primaire avec 0,61 l/m<sup>3</sup>, équivalent qui peut varier 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 0,78 l/m<sup>3</sup>. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité est de 0,17 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de la production d'essence et de diesel s'élèvent à 506 g CO<sub>2</sub>/l, respectivement à 484 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 273 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>, respectivement de 68 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique des fournisseurs suisses à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 25 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 DQRv2:2018, a cui fanno capo anche gli Uffici federali. Questa banca dati contiene dati aggiornati sull'inventario del ciclo di vita della produzione di benzina, diesel, sul mix elettrico svizzero e l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

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 1,67 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 (0,61 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 0,78 l/m<sup>3</sup>. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico dei fornitori svizzeri è pari a 0,17 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della produzione di benzina e di diesel sono compresi tra 506 g CO<sub>2</sub>/l e 484 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 273 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> e a 68 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. 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 25 g CO<sub>2</sub>/kWh.

---

## Table des matières

---

1	INTRODUCTION	1
2	INDICATEURS DE L'ÉTIQUETTE-ÉNERGIE	2
2.1	Approche «du puits au réservoir»	2
2.2	Unités de mesure	2
2.3	Base de données	3
3	PRODUCTION DE CARBURANT	4
3.1	Vue d'ensemble	4
3.2	Essence et diesel	4
3.2.1	Extraction de pétrole	4
3.2.2	Raffinerie	5
3.2.3	Stations-service	7
3.3	Gaz naturel comprimé (GNC) / biogaz	8
3.4	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	9
3.5	Bioéthanol (E85)	9
3.6	Électricité: mix électrique des fournisseurs 2019 basé sur les garanties d'origine (GO)	9
3.7	Hydrogène	11
4	INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DE L'ÉTIQUETTE-ÉNERGIE POUR LES VOITURES DE TOURISME	14
4.1	Vue d'ensemble	14
4.2	Valeurs spécifiques des carburants	14
4.3	Équivalents essence d'énergie primaire	15
4.4	Besoins en énergie primaire et émissions de dioxyde de carbone	17
4.5	Parts des processus	18
4.5.1	Carburants	18
4.5.2	Électricité	21
4.6	Comparaison avec l'année précédente et raisons des changements	23
	BIBLIOGRAPHIE	26

# 1 Introduction

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme est un outil destiné à informer les acheteurs d'un véhicule sur son efficacité énergétique et sur l'impact climatique de ses émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Elle permet en outre de comparer l'efficacité énergétique de voitures de tourisme dont les types de propulsion sont différents. Les bases légales sont l'art. 44 de la loi sur l'énergie totalement révisée, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (LEne; Assemblée fédérale de la Confédération suisse 2016) en relation avec l'art. 12 et l'annexe 4.1 de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE; Conseil fédéral suisse 2018). L'annexe 4.1 définit la conception de l'étiquette, le calcul des limites de catégories et l'adaptation périodique des catégories d'efficacité énergétique aux progrès techniques. Le calcul se fait sur une base annuelle. L'entrée en vigueur intervient le 1<sup>er</sup> janvier de l'année de validité. D'autres détails sont précisés dans l'ordonnance du DETEC sur les données relatives à l'efficacité énergétique des voitures de tourisme neuves (OEE-VT) (DETEC 2019).

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) actualise chaque année les données de base de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme. Les indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité se basent sur la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018. Les indicateurs suivants sont calculés pour l'étiquette-énergie 2022: besoins en énergie primaire, impact environnemental global, émissions de gaz à effet de serre et émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) liées à la fourniture de carburant et d'électricité.

La présente étude met à jour les indicateurs environnementaux de la production des principaux carburants et du mix d'électricité suisse. Ces inventaires ont été intégrés dans la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018 dans le but d'actualiser les indicateurs environnementaux à la base de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme. Les inventaires des produits de raffinage suisses et européens ont en outre été adaptés avec les données du mix de provenance actuel du pétrole brut transformé. La part des carburants importés de même que leur provenance et les distances de transport ont été recalculées pour la production d'essence et de diesel en Suisse. Les inventaires du mix électrique des fournisseurs suisses et de l'hydrogène fourni dans les stations-service publiques suisses (provenance de l'électricité, mix du marché de l'hydrogène) ont également été actualisés. Les inventaires de l'extraction, du transport à longue distance et du raffinage du pétrole brut ainsi que de la production de produits raffinés (essence, diesel, etc.) qui sont utilisés dans le cadre de ce projet ont été publiés en 2018 (Jungbluth & Meili 2018; Jungbluth et al. 2018; Meili et al. 2018a; Meili et al. 2018b).



## 2 Indicateurs de l'étiquette-énergie

### 2.1 Approche «du puits au réservoir»

Le bilan environnemental de la production d'électricité et de carburant est établi selon l'approche «du puits au réservoir» («well to tank»). Il comprend les processus suivants:

- l'extraction des agents énergétiques primaires (pétrole brut, gaz naturel, houille, uranium, bois pour la production de bioéthanol ou d'électricité) et la production de biogaz;
- tous les processus de transformation et de conditionnement des combustibles (raffinage, distillation, épuration, enrichissement, traitement, etc.);
- tous les coûts de transport par pipeline, bateau, camion ou train jusqu'aux stations-service (carburants) et par les réseaux desservant la clientèle de courant à basse tension (électricité), y compris les pertes éventuelles;
- la construction, l'exploitation ainsi que le démantèlement et l'élimination des installations d'infrastructure telles que les plateformes d'exploitation en mer, pipelines, raffineries, centrales, lignes aériennes et stations-service.

L'impact environnemental de l'utilisation des carburants pour l'exploitation des voitures de tourisme n'est pas pris en compte dans la présente analyse. Les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la combustion de carburant dans les voitures de tourisme figurent séparément sur l'étiquette-énergie. Elles ne sont donc pas comprises dans les inventaires de la production de carburant.

Les **besoins totaux en énergie primaire** des carburants et du mix d'électricité sont utilisés pour les catégories d'efficacité énergétique. Cet indicateur, qui se calcule par la somme de la teneur en énergie des ressources énergétiques extraites ou récoltées pour produire du carburant et de l'électricité (pétrole brut, gaz naturel, uranium, bois, force hydraulique), est indiqué en mégajoules (MJ).

Des indications sur les **émissions fossiles de CO<sub>2</sub>** générées par la production de carburant et d'électricité doivent être en outre ajoutées dans les listes de prix et les configurateurs en ligne. Ce gaz à effet de serre est produit lors de la combustion d'agents énergétiques fossiles. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont indiquées en kilogrammes (kg) ou en grammes (g).

### 2.2 Unités de mesure

Le but de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme est de comparer différents modèles et systèmes de propulsion quant à leurs besoins en énergie primaire et à leurs émissions de CO<sub>2</sub>. La consommation de carburant des véhicules peut être indiquée par son volume (litres ou mètres cube), sa masse (kilogrammes) ou sa teneur énergétique (mégajoules ou kilowattheures).

La densité énergétique, qui indique la teneur énergétique d'un carburant par unité de volume, sert souvent de base pour comparer différents carburants.<sup>1</sup> L'unité des **équivalents essence (EqE)** établit un rapport entre les densités énergétiques des carburants et la densité énergétique de l'essence. Par exemple, la densité énergétique d'un carburant est de moitié celle de l'essence si son EqE est de 0,5. À rendement égal, le réservoir d'un véhicule fonctionnant à ce carburant devrait donc être deux fois celui d'une voiture à essence pour atteindre la même autonomie.

Comme les équivalents essence, les **équivalents essence d'énergie primaire (EqE-EP)** peuvent être calculés pour les différents carburants. Au lieu de la densité énergétique, l'énergie primaire totale est indiquée en fonction du volume de carburant, l'essence restant la référence.

Le **facteur d'énergie primaire** se définit comme le rapport entre les besoins totaux en énergie primaire d'un carburant et son pouvoir calorifique inférieur. Il s'exprime en MJ EqPét/MJ. Plus le facteur d'énergie primaire d'un carburant s'approche de 1,0, moins il a fallu dépenser d'énergie primaire pour la production d'énergie en sus de sa teneur énergétique (cf. chap. 4).

## 2.3 Base de données

La liste actualisée des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018, utilisée par les offices, fédéraux est une base de données centrale permettant de calculer les indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité (KBOB et al. 2018). La modélisation se fait selon les règles de comptabilisation de la base de données ecoinvent v2 (Frischknecht et al. 2007). D'autres bases de données spécifiques aux carburants et à l'électricité sont mentionnées dans les sections du chapitre 3.

---

<sup>1</sup> Le volume de carburant liquide (essence, diesel, gaz de pétrole liquéfié [GPL], E-85) est indiqué en litres, tandis que celui de carburant gazeux est exprimé en mètres cube (gaz naturel comprimé [GNC], hydrogène). La densité énergétique ne peut pas être calculée pour l'électricité. S'agissant de l'étiquette-énergie, on utilise une densité énergétique de 1 kWh/kWh pour calculer les équivalents essence de l'électricité.

## 3 Production de carburant

### 3.1 Vue d'ensemble

Ce chapitre comprend des informations essentielles sur les écobilans de la production d'électricité et des carburants suivants: essence et diesel, gaz naturel comprimé, gaz liquéfié et bioéthanol. Les écobilans de l'essence, du diesel, du gaz naturel et de l'électricité ont été actualisés récemment. C'est pourquoi leur description est plus détaillée que celle des autres carburants. Les nouvelles données de début juin 2021 concernant la production de pétrole brut n'ont plus pu être considérées. Elles seront prises en compte lors du prochain traitement.

### 3.2 Essence et diesel

#### 3.2.1 Extraction de pétrole

Le pétrole brut traité par la raffinerie suisse de Cressier en 2020 a été extrait au Nigeria, au Kazakhstan, en Afrique du Nord, aux États-Unis, en Russie et en Azerbaïdjan (EV/UP 2020). Les inventaires de l'extraction de pétrole ont été récemment actualisés dans des régions et des pays de production importants (Meili et al. 2018a). Ils ont été intégrés dans la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018. Les inventaires actualisés en 2019 ont été utilisés pour l'extraction de brut en Afrique du Nord (Libye et Algérie), Grande-Bretagne et Azerbaïdjan (Stolz & Frischknecht 2019). Les données correspondantes de la base ecoinvent v2.2 (Jungbluth 2007) et de Stolz und Frischknecht (2018) ont été harmonisées avec les inventaires actualisés par Meili et al. (2018a). En Grande-Bretagne et en Azerbaïdjan, le pétrole est extrait en mer (offshore) alors qu'en Afrique du Nord, l'extraction de pétrole se fait principalement sur terre (onshore).

Les besoins en énergie (électricité, diesel, huile lourde et gaz naturel) de l'extraction de pétrole en Afrique du Nord, Grande-Bretagne et Azerbaïdjan ont été approximés grâce aux valeurs globales par défaut estimées par Meili et al. (2018a). Le taux de torchage de gaz naturel («flaring») a été déterminé avec des données nationales de l'initiative Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) de la Banque mondiale<sup>2</sup> concernant la quantité de gaz naturel torché et l'extraction de pétrole brut pour 2017 (tableau 3.1).

---

<sup>2</sup> [http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboard07\\_13\\_2018/GasFlaring?iframeSizedToWindow=true&:embed=y&:showAppBanner=false&:display\\_count=no&:showVizHome=no&:toolbar=no](http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboard07_13_2018/GasFlaring?iframeSizedToWindow=true&:embed=y&:showAppBanner=false&:display_count=no&:showVizHome=no&:toolbar=no), consulté le 8.5.2019.

L'intensité du torchage en Afrique du Nord a été calculée comme la moyenne pondérée des pertes par torchage de la Libye et de l'Algérie.

Tableau 3.1 Pertes par torchage, production de pétrole brut et intensité du torchage pour l'extraction de pétrole en Azerbaïdjan, Grande-Bretagne, Libye, Algérie et Afrique du Nord. **Fehler!**

**Textmarke nicht definiert.**

	<b>Fackelverluste</b>	<b>Rohölproduktion</b>	<b>Fackelintensität</b>
	<b>Mio. m<sup>3</sup>/a</b>	<b>Mio. t/a</b>	<b>m<sup>3</sup>/kg</b>
Aserbaïdschan	151	38	0.0039
Grossbritannien	1355	48	0.0282
Libyen	3908	42	0.0938
Algérie	8803	74	0.119
Nordafrika	12711	116	0.110

Le facteur d'émission calculé par Meili et al. (2018a) a été utilisé pour déterminer les rejets de gaz naturel lors de l'extraction de pétrole («venting»). Il s'élève à 0,0146 m<sup>3</sup> de gaz naturel par kg de pétrole brut et correspond à une valeur moyenne globale. Les besoins en produits chimiques organiques et inorganiques pour la production de pétrole brut ainsi que les quantités de déchets éliminés, de déchets faiblement radioactifs et d'eau produite ont également été modélisés à l'aide de données génériques de Meili et al. (2018a). Pour les besoins en eau et les émissions de pétrole et d'autres polluants dans les eaux, l'étude a recouru aux données d'IOGP (2017) différenciées selon les régions de production.

### 3.2.2 Raffinerie

L'essence et le diesel fournis par les stations-service suisses sont des carburants produits par la raffinerie suisse de Cressier ou importés d'Europe. Le mix de provenance du pétrole brut traité dans la raffinerie suisse ou les raffineries d'Europe a été déterminé sur la base des statistiques actuelles d'Avenergy Suisse (2021) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE 2020).

Le pétrole brut traité par la raffinerie suisse en 2020 provenait du Nigéria (40,5%), des États-Unis (35,2%), d'Afrique du Nord (Libye: 12,1%, Algérie: 5,9%), Kazakhstan (6,0%) et de Russie (0,3%) (Avenergy Suisse 2021). Les quantités de pétrole brut importées des différentes régions de production et les distances de transport sont répertoriées dans le tableau 3.2. Les distances de transport à longue distance de pétrole brut provenant des différentes régions de production sont fournies par Meili et al. (2018b).

Le pétrole brut extrait au Nigeria est transporté par pipeline sur une distance de 160 km jusqu'à la côte, puis transbordé sur un pétrolier. Celui-ci achemine le pétrole brut jusqu'à Marseille. Le pétrole brut du Kazakhstan passe par un pipeline jusqu'à la mer Noire (Novossibirsk) avant d'être transporté par pétrolier jusqu'à la mer Méditerranée. En ce qui concerne l'Afrique du Nord, on présume que le pétrole brut est transporté jusqu'à la côte par un pipeline d'une longueur de 120 km. Il est ensuite acheminé

par pétrolier jusqu'à Fos-sur-Mer près de Marseille. Le pétrole brut déchargé à Marseille est amené par un pipeline onshore sur une distance de 600 km jusqu'à la raffinerie en Suisse (Meili et al. 2018b).

Tableau 3.2 Mix de provenance en 2020 et distances de transport du pétrole brut traité à la raffinerie suisse de Cressier (Avenergy Suisse 2021; Meili et al. 2018b; calculs propres).

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	505	18.0%	1'220	1'150
Nigeria	1'141	40.5%	760	8'000
USA	992	35.2%	1'870	10'100
Russland	8	0.3%	3'200	3'400
Kasachstan	169	6.0%	2'560	3'700
Aserbaïdschan	0	0.0%	2'200	3'700
<b>Total</b>	<b>2'815</b>	<b>100.0%</b>	<b>1'349</b>	<b>7'239</b>

La provenance du pétrole brut traité dans les raffineries européennes diffère sensiblement du mix suisse à l'heure actuelle (tableau 3.3). Les principaux pays et régions de provenance sont la Russie (25,5%), le Nigeria et d'autres pays d'Afrique australe (11,2%), la Norvège (11,1%), les États-Unis (9,7%), l'Iraq (8,0%), l'Arabie saoudite (7,8%), la Grande-Bretagne (6,8%), le Kazakhstan (6,6%) et l'Afrique du Nord (4,4%), (AIE 2021). Le reste du pétrole brut traité par les raffineries européennes est importé d'Asie centrale et d'Amérique. Les distances de transport pour les pipelines et les pétroliers se basent en grande partie sur les données de Meili et al. (2018b) (tableau 3.3).

Tableau 3.3 Mix de provenance 2020 et distances de transport du pétrole brut traité dans les raffineries européennes (AIE 2021; Meili et al. 2018b; calculs propres).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	22'579	4.4%	720	1'150
Nigeria / südliches Afrika	57'967	11.2%	260	8'000
Saudi-Arabien	40'356	7.8%	1'420	4'100
Irak	41'499	8.0%	1'070	2'900
USA	50'174	9.7%	1'370	9'700
Mexiko	8'615	1.7%	360	10'000
Südamerika	18'105	3.5%	430	8'570
Norwegen	57'465	11.1%	500	1'050
Grossbritannien / Europa	35'358	6.8%	100	1'000
Russland	131'925	25.5%	3'600	0
Kasachstan	34'301	6.6%	2'060	3'700
Aserbaïdschan	18'470	3.6%	1'700	3'700
Übrige Förderregionen	0	0.0%	1'590	3'472
<b>Total</b>	<b>516'813</b>	<b>100.0%</b>	<b>1'590</b>	<b>3'472</b>

Les inventaires de la production de produits pétroliers dans la raffinerie suisse et les raffineries européennes ont été actualisés par Jungbluth et al. (2018) et intégrés dans

la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018. Les besoins en pétrole brut des raffineries sont alloués aux différents produits en fonction du pouvoir calorifique.

### 3.2.3 Stations-service

Les parts de la raffinerie suisse et des raffineries européennes dans l'essence et le diesel fournis en Suisse ont été actualisées sur la base des statistiques d'Avenergy Suisse (2021). En 2020, 29,0% de l'essence et 33,9% du diesel ont été produits dans la raffinerie suisse (tableau 3.4).

Tableau 3.4 Mix de provenance de l'essence et du gasoil (diesel et mazout HEL) dans les stations-service suisses en 2020 (Avenergy Suisse 2021).

Herkunftsmix	Benzin		Diesel	
	kt	%	kt	%
Schweiz	615	29.0%	1'474	33.9%
Europa	1'507	71.0%	2'868	66.1%
<b>Total</b>	<b>2'121</b>	<b>100.0%</b>	<b>4'341</b>	<b>100.0%</b>

En plus de la part des importations, l'étude a réexaminé les distances de transport pour l'importation d'essence et de diesel en Suisse avec différents moyens de transport. La statistique de provenance et la statistique des moyens de transport de l'Union pétrolière ont servi de base pour ces calculs (Avenergy Suisse 2021). Les principaux pays d'origine pour l'importation d'essence en Suisse sont l'Allemagne (76,0%) et l'Italie (13,1%). Le diesel importé est principalement produit en Allemagne (41,4%), aux Pays-Bas (30,6%) ainsi qu'en Belgique et au Luxembourg (18,2%). La statistique des moyens de transport recense, pour les différents pays d'origine, les moyens de transport au passage de la frontière en Suisse. Une grande partie des produits, en particulier en provenance des raffineries allemandes, est transportée en Suisse par le rail. L'acheminement des importations d'essence et de diesel par camion (Italie), transport fluvial (Pays-Bas, Belgique, Luxembourg) et pipeline (France) est également important. Les plus grandes raffineries ont été identifiées pour chaque pays d'origine et les distances de transport vers la Suisse calculées à l'aide de Google Maps. Le mix de provenance de l'essence et du diesel a été combiné avec les données relatives aux moyens de transport pour les importations en Suisse afin de déterminer la distance de transport moyenne pour chaque moyen de transport (cf. tableau 3.5). En accord avec Jungbluth und Meili (2018), une distance de transport moyenne de 50 km par camion et de 30 km par le rail a été admise pour la distribution régionale des produits en Suisse.

Tableau 3.5 Distances de transport et moyens de transport pour l'importation d'essence et de diesel à partir des raffineries européennes à destination des stations-service suisses en 2020, sur la base des données d'Avenergy Suisse 2021 et de calculs propres.

Transportdistanzen	Benzin	Diesel
	km	km
Bahn	213	184
Lastwagen	82	30
Binnenschiff	147	360
Flugzeug	0	0
Pipeline	1	34
Hochseetanker	0	44
Regionalverteilung Bahn	30	30
Regionalverteilung Lastwagen	50	50
<b>Total</b>	<b>524</b>	<b>733</b>

### 3.3 Gaz naturel comprimé (GNC) / biogaz

Le bilan écologique de la production de gaz naturel fourni par les stations-service suisses comprend l'extraction du gaz naturel, le transport à longue distance par pipeline et méthanier, la distribution fine en Suisse ainsi que la compression et le ravitaillement aux stations-service. Les données d'écobilan les plus récentes pour la production de gaz naturel décrivent la situation de production et d'approvisionnement pour l'année 2010 et sont documentées en détail par Bauer et al. (2012). Les données des inventaires de la production combinée de pétrole et de gaz naturel en Norvège ont été actualisées par Meili et al. (2018a).

Le gaz naturel utilisé en Suisse provient de Russie (31,4%), des Pays-Bas (27,3%), de Norvège (26,5%), d'Allemagne (8,1%), d'Afrique du Nord (2,4%), de Grande-Bretagne (2,2%), du Nigéria (1,3%) et du Moyen-Orient (0,9%). 3% des livraisons de gaz naturel se font par méthanier. Les fuites de gaz naturel dans le réseau de transport russe représentent environ 1,3% du volume de gaz naturel livré en Europe. En Suisse, 0,7% du gaz naturel est nécessaire pour assurer la compression dans le réseau à haute pression et près de 0,4% est en outre perdu dans le réseau à basse pression en raison de fuites. En comparaison, les pertes de méthane lors du ravitaillement sont négligeables.

Le gaz naturel fourni par les stations-service suisses comprend une part d'au moins 20% de biogaz. Le biogaz traité est produit à partir de déchets verts (46,2%), de boues d'épuration (33,6%) et d'installations de biogaz agricoles (20,2%) (Stucki et al. 2011).

Comme le biogaz est produit à partir de déchets, la teneur énergétique et l'impact environnemental sont classés dans les déchets traités. C'est pourquoi le biogaz a une teneur en énergie primaire de 0 MJ. Les dépenses liées au traitement et à la distribution du biogaz sont toutefois prises en compte dans l'écobilan. En font partie la construction de l'installation de biogaz et du pipeline, la production d'électricité, de gaz naturel et d'auxiliaires pour le traitement ainsi que les émissions polluantes provenant de la transformation et des fuites. La valorisation du biogaz en biométhane se fait par adsorption à

pression alternée (PSA), lavage aux amines ou lavage au glycol. Des données d'inventaire de Stucki et al. (2011) sont disponibles pour ces trois technologies. La production annuelle des installations de traitement qui ont injecté du biométhane dans le réseau de gaz naturel en 2012 correspond au mix technologique suivant: 47,9% d'adsorption à pression alternée, 43,3% de lavage aux amines et 8,9% de lavage au glycol.

### 3.4 Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Le gaz de pétrole liquéfié ou GPL («liquefied petroleum gas», LPG) est produit dans les raffineries de pétrole. Il se compose d'un mélange de propane et de butane. L'écobilan de la production du gaz liquéfié fourni par les stations-service suisses comprend, par analogie à l'essence et au diesel, l'extraction du pétrole, le transport à longue distance du pétrole brut jusqu'aux raffineries ainsi que la distribution fine du produit aux stations-service et le ravitaillement (cf. le point 3.2 et Hischier et al. 2010). Les inventaires actualisés de l'extraction, du transport et du raffinage du pétrole brut (Meili et al. 2018a, 2018b; Jungbluth et al. 2018) ont été intégrés dans la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018 (voir le point 3.2). En 2020, la part du gaz liquide produit en Suisse atteignait 56,9%, le reste étant importé.

### 3.5 Bioéthanol (E85)

Le bioéthanol se compose à 85%-vol. d'éthanol et à 15%-vol. d'essence. L'éthanol peut être produit à partir de plusieurs matières premières. L'éthanol figurant dans l'écobilan est fabriqué en Suède à partir de bois. Pour une tonne d'éthanol (95%, en eau), il faut environ 9 m<sup>3</sup> de copeaux de bois. La production de bioéthanol comprend l'exploitation du bois ainsi que la production d'éthanol en Suède, le transport par le rail en Suisse, la distribution fine par camion en Suisse et le ravitaillement aux stations-service. Les inventaires sont documentés par Jungbluth et al. (2007). La production de l'essence incorporée est décrite au point 3.2.

### 3.6 Électricité: mix électrique des fournisseurs 2019 basé sur les garanties d'origine (GO)

L'écobilan de la production d'électricité en Suisse comprend la construction, l'exploitation, le démantèlement et l'élimination des centrales, y compris la fabrication des matériaux. La fourniture et l'élimination des combustibles, y compris l'extraction et le transport jusqu'aux centrales, sont aussi prises en compte. La construction de l'infrastructure du réseau électrique ainsi que les pertes électriques survenant lors du transport et de la distribution sont prises en considération jusqu'à la prise à basse tension.

Dans l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, la production d'électricité se fonde sur le mix électrique des fournisseurs suisses. Celui-ci a été actualisé sur la base des données de Pronovo relatives au marquage de l'électricité en Suisse pour l'année



2019 (Pronovo 2020a). Cette statistique montre la qualité et la provenance (Suisse/étranger) de l'électricité vendue en Suisse, électricité certifiée comprise, mais sans l'électricité produite par les CFF.

Tableau 3.6 Parts des différentes technologies dans le mix électrique des fournisseurs 2019 basé sur les GO (Pronovo 2020a).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>74.56%</b>	<b>56.72%</b>	<b>17.84%</b>
Wasserkraft	66.13%	48.75%	17.38%
Andere Erneuerbare	2.13%	1.67%	0.46%
Sonne	1.25%	1.23%	0.02%
Wind	0.32%	0.05%	0.27%
Biomasse	0.52%	0.39%	0.13%
Geothermie	0.04%	0.00%	0.04%
Geförderter Strom	6.30%	6.30%	0.00%
<b>Nicht erneuerbare Energien</b>	<b>20.41%</b>	<b>18.92%</b>	<b>1.49%</b>
Kernenergie	19.14%	18.69%	0.45%
Fossile Energieträger	1.27%	0.23%	1.04%
Erdöl	0.01%	0.01%	0.00%
Erdgas	0.76%	0.22%	0.54%
Steinkohle	0.50%	0.00%	0.50%
Abfälle	0.72%	0.70%	0.02%
<b>Nicht überprüfbare Energieträger</b>	<b>4.31%</b>	<b>0.00%</b>	<b>4.31%</b>
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>	<b>76.34%</b>	<b>23.66%</b>

Le mix électrique des fournisseurs suisses est produit en grande partie, GO à l'appui, dans les centrales hydroélectriques (66,0%) et les centrales nucléaires (19,1%) (tableau 3.6). Les parts des autres agents énergétiques renouvelables et du courant au bénéfice de mesures d'encouragement s'élèvent respectivement à 2,13% et 6,30%. Les agents énergétiques fossiles et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) présentent comparativement de faibles parts dans l'électricité vendue en Suisse. La part des agents énergétiques non vérifiables dans le mix des fournisseurs s'élève à 4,31%, soit une nouvelle diminution par rapport à 2018 (16,1%; Messmer & Frischknecht 2016; Stolz & Frischknecht 2019). L'électricité issue d'agents énergétiques non vérifiables est modélisée selon le mix résiduel suisse de 2019 (AIB 2020), qui est principalement produit par les centrales nucléaires et dont le calcul est décrit plus précisément dans Krebs et Frischknecht (2021). Les GO indiquent que l'électricité fournie aux clients suisses par les entreprises électriques est produite à peu près aux trois quarts dans les centrales suisses et importée pour un quart environ de pays européens.

La catégorie «Courant au bénéfice de mesures d'encouragement» correspond à l'électricité issue des installations qui perçoivent une rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC), répartie entre les différentes technologies renouvelables selon le rapport annuel de Pronovo SA (Pronovo 2020b). Le volume de production et les parts

des différentes technologies y sont recensés (tableau 3.7). Le courant au bénéfice de mesures d'encouragement est principalement produit à partir de la force hydraulique (47,5%) et de la biomasse (31,6%). Les parts du photovoltaïque et de l'éolien dans la production suisse d'électricité au bénéfice de mesures d'encouragement s'élèvent respectivement à 17,5% et 3,3%.

Tableau 3.7 Parts des diverses technologies dans la production électrique suisse bénéficiant de mesures d'encouragement en 2019 (Pronovo 2020b).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Wind	117.1	3.30%
Wasserkraft	1684.1	47.51%
Biomasse	1121.7	31.64%
Fotovoltaik	621.8	17.54%
<b>Total</b>	<b>3544.7</b>	<b>100.00%</b>

L'électricité issue de la biomasse a été subdivisée en courant produit à partir de bois, de biogaz agricole, de biogaz industriel et de biomasse incinérée dans les UIOM. Ces données proviennent de la statistique suisse des énergies renouvelables (OFEN 2020). Les parts des différentes technologies sont indiquées dans le tableau 3.8.

Tableau 3.8 Parts des diverses technologies dans la production électrique issue de la biomasse en 2019 (OFEN 2020).

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>

### 3.7 Hydrogène

L'écobilan de la production d'hydrogène comprend la production de l'hydrogène, le transport de l'hydrogène produit de manière centralisée ainsi que la compression et le ravitaillement aux stations-service. Les inventaires pour la fourniture d'hydrogène aux stations-service suisses sont documentés par Tschümperlin et Frischknecht (2017).

Pour la production d'hydrogène destiné à servir de carburant, deux procédés sont considérés: l'électrolyse de l'eau et le vaporeformage du méthane (SMR). L'électrolyse de l'eau consiste à diviser l'eau en hydrogène et en oxygène par un courant électrique. Plusieurs types d'électrolyseur peuvent être utilisés, par exemple un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (électrolyseur PEM), qui fonctionne avec de l'eau désionisée, ou un électrolyseur alcalin, qui a besoin de potasse comme électrolyte. En

raison de la forte consommation d'électricité (64,5 kWh par kg d'hydrogène, Tschümperlin & Frischknecht 2017), le mix électrique utilisé pour l'électrolyse de l'eau est très important au regard de l'impact environnemental de l'hydrogène produit. Plusieurs mix électriques concernant la production centralisée et décentralisée d'hydrogène ont été analysés pour le processus d'électrolyse de l'eau. L'électricité à la sortie d'une centrale hydroélectrique peut être utilisée pour la production centralisée d'hydrogène (production sur le site de la centrale hydroélectrique).

S'agissant du SMR, le gaz naturel, qui se compose principalement de méthane, et la vapeur d'eau sont transformés en hydrogène et en dioxyde de carbone. L'inventaire correspondant est en grande partie repris de Simons und Bauer (2011). Le rendement de conversion par rapport au pouvoir calorifique supérieur s'élève à 79,2% et la vapeur d'eau produite n'est pas réutilisée.

L'hydrogène produit de manière centralisée est acheminé par camions de 32 tonnes (camions à remorque), qui peuvent transporter 338 kg d'hydrogène au maximum sur une distance moyenne de 75 km jusqu'aux stations-service. Dans les stations-service, l'hydrogène est électriquement comprimé de 30 à 880 bars. Une pression de 880 bars est nécessaire pour garantir dans tous les cas une pression de 700 bars à une température de 15 °C dans le réservoir plein du véhicule (Bünger et al. 2014).

La Suisse compte désormais huit stations-service à hydrogène, dont six sont accessibles au public. Cinq des stations-service accessibles au public ont été ouvertes en 2020 à Saint-Gall, Zofingue, Rümliang, Rothenburg et Crissier. Elles sont exploitées par Coop, Avia ou Agrola.<sup>3</sup> En outre, Coop détient depuis déjà quelques années, à Hunzenschwil, une station-service à hydrogène accessible au public. L'hydrogène vendu est produit de manière centralisée par électrolyse PEM dans une centrale hydroélectrique. L'installation d'électrolyse à 2 MW située près de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'Alpiq à Gösgen a été mise en exploitation au premier semestre 2020.<sup>4,5</sup> Auparavant, l'hydrogène était produit à la centrale hydroélectrique d'Aarau. L'hydrogène est acheminé par camions-remorques aux stations-service accessibles au public.

Il existe en outre une station-service à hydrogène semi-publique de l'Empa à Dübendorf. Pour y accéder, les particuliers doivent préalablement demander un badge qui, une fois obtenu, leur permet de faire le plein d'hydrogène en tout temps. L'hydrogène de la station-service de l'Empa est également produit par électrolyse PEM et comprimé

---

<sup>3</sup> <https://hydrospider.ch/tankstellen/>, consulté le 16.04.2021.

<sup>4</sup> [https://hydrospider.ch/anlage\\_niedergoesgen/](https://hydrospider.ch/anlage_niedergoesgen/), consulté le 16.04.2021.

<sup>5</sup> Communications personnelles de Philipp Dietrich, H2 Energy AG, 14.04.2021

à un niveau de pression de 700 bars pour les voitures de tourisme.<sup>6</sup> L'électricité utilisée pour l'électrolyse est produite à 2,3% par une installation photovoltaïque interne et à 97,7% par une centrale au fil de l'eau à Eglisau.<sup>7</sup>

Fin 2020, selon le portail European Alternative Fuels Observatory, il y avait en Suisse 144 voitures à pile à combustible.<sup>8</sup> Quelque 34 000 kg d'hydrogène à 700 bar ont été achetés en 2020 aux stations-service à hydrogène d'Hunzenschwil, de Saint-Gall, de Zofingue, de Rümlang, de Rothenburg et de Crissier tandis que 4000 kg d'hydrogène à 700 bar étaient achetés à Dübendorf.<sup>9</sup> Aucune information n'était disponible sur le chiffre d'affaires respectif des stations-service ni sur la part de l'hydrogène prélevée par les poids-lourds. Les stations-service publiques couvrent donc près de 90% de l'hydrogène vendu par les stations-service de Suisse. Le reste, 10% bien comptés, sont mis à disposition par la station-service semi-publique de l'Empa, à Dübendorf. Le mix d'hydrogène à la pompe en Suisse, qui est actuellement produit à 100% par électrolyse, est issu à 89,4% de la production hydroélectrique centralisée, à 10,3% de la production hydroélectrique décentralisée et à 0,3% de la production photovoltaïque décentralisée.

En plus de ces stations-service publiques, Plastic Omnium possède une station-service à hydrogène non publique à Fribourg. Seules continuent de s'y ravitailler régulièrement des voitures à pile à combustible ainsi qu'un camion appartenant à l'entreprise. L'hydrogène, produit de manière décentralisée par électrolyse avec le courant du réseau, est fourni à une pression de 350 bars.<sup>10</sup> La station-service exploitée par l'EPFL à Martigny a été mise hors service l'année passée.<sup>11</sup> Les particuliers pouvaient s'y ravitailler en réservant au préalable.

D'ici 2023, un réseau de stations-service à hydrogène accessibles au public devrait fournir de l'hydrogène exclusivement issu de sources renouvelables sur l'ensemble du territoire suisse.<sup>12</sup>

---

<sup>6</sup> Communication personnelle de Christian Bach, Empa, 28.04.2020.

<sup>7</sup> Communication personnelle de Christian Bach, Empa, 08.05.2020.

<sup>8</sup> <https://www.eafo.eu/countries/switzerland/1756/summary>, consulté le 16.04.2021.

<sup>9</sup> Communications personnelles de Philipp Dietrich, H2 Energy AG, en mai 2021 et de Christian Bach, Empa, en mai 2021

<sup>10</sup> Communication personnelle de Daniel Shapiro, Plastic Omnium, 06.04.2021.

<sup>11</sup> Communication personnelle de Yorick Ligen, EPFL, 07.04.2021.

<sup>12</sup> <https://h2energy.ch/bedeutende-schweizer-unternehmen-forcieren-wasserstoffmobilitaet/>, consulté le 07.05.2019.

## 4 Indicateurs environnementaux de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme

### 4.1 Vue d'ensemble

Ce chapitre décrit dans un premier temps les valeurs spécifiques (pouvoir calorifique, densité) des carburants sous revue (point 4.2). Puis il analyse les équivalents essence d'énergie primaire qui en découlent sur la base des écobilans (point 4.3) ainsi que les besoins en énergie primaire et les émissions de CO<sub>2</sub> (point 4.4). Le point 4.5 décrit les parts des différentes étapes de traitement aux émissions totales de CO<sub>2</sub> et aux besoins en énergie primaire. Enfin, le point 4.6 résume les équivalents essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone de la production de carburant et d'électricité et il décrit les principales raisons des changements par rapport à l'année précédente.

### 4.2 Valeurs spécifiques des carburants

La densité et le pouvoir calorifique des carburants pris en compte dans l'étiquette-énergie se basent, à l'exception du GNC (10% de biogaz), du GNC (20% de biogaz) et de l'hydrogène, sur les valeurs utilisées pour l'inventaire suisse des gaz à effet de serre (OFEV 2019). Les valeurs spécifiques des carburants examinés figurent dans la colonne de gauche du tableau 4.1. La densité et le pouvoir calorifique de l'hydrogène ne sont pas compris dans les valeurs spécifiques de l'OFEV (2019): ils se fondent sur les valeurs publiées dans l'ouvrage de référence de thermodynamique de Baehr (1989). Pour le GNC (10% et 20% de biogaz), tant les valeurs spécifiques à la base des inventaires de la production de gaz naturel et de biogaz comprises dans la liste des données des écobilans du DETEC DQRv2:2018 que celles du carburant test (100% de méthane) sont utilisées. Un correctif de consommation standard est en outre appliqué. La procédure est expliquée ci-dessous.

Pour les voitures de tourisme roulant au gaz naturel, la mesure de consommation standard est réalisée avec un carburant test qui, se composant à 100% de méthane, diffère du carburant fourni par les stations-service suisses. La densité et le pouvoir calorifique du carburant test utilisé pour le calcul de l'équivalent essence et de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10% et 20% de biogaz) se basent sur les données de l'Empa.<sup>13</sup>

Le gaz naturel et le biogaz figurant dans les inventaires de la liste des données des

---

<sup>13</sup> Communication personnelle de Christian Bach, Empa, 13.05.2020.

écobilans du DETEC DQRv2:2018 se basent sur la composition des carburants vendus en Suisse. La densité et le pouvoir calorifique utilisés dans les inventaires de la production de gaz naturel et de biogaz s'écartent des valeurs spécifiques du carburant test décrites ci-dessus. Les différences dans les valeurs spécifiques ont été prises en compte dans le calcul de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10% et 20% de biogaz). Les besoins spécifiques en énergie primaire par kilogramme de gaz naturel sont divisés par le pouvoir calorifique utilisé dans les inventaires (facteur d'énergie primaire, cf. tableau 4.1), puis multipliés par le pouvoir calorifique du carburant test. Cette solution permet de garantir que la quantité d'énergie du gaz naturel extrait ou du biogaz produit coïncide avec la consommation d'énergie des voitures de tourisme roulant au gaz naturel.

Pour calculer la consommation normalisée des voitures de tourisme roulant au gaz naturel qui est indiquée sur l'étiquette-énergie, les émissions de toutes les matières carbonées sont mesurées en grammes de carbone, converties stoechiométriquement en grammes de méthane et, avec une densité normalisée, converties en normomètres cube ( $\text{Nm}^3$ ) (Commission européenne 2017).<sup>14</sup> Cette densité est de presque 3,7% plus faible que la densité du carburant test utilisé. L'indication de la consommation normalisée sur l'étiquette-énergie des voitures de tourisme roulant au gaz naturel est ainsi trop élevée. Le correctif de consommation standard appliqué pour corriger l'indication exagérée de consommation de carburant des voitures de tourisme roulant au gaz naturel correspond au rapport entre la densité normalisée et la densité du carburant test. Le correctif de consommation standard s'applique au calcul de l'équivalent essence et de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10% et 20% de biogaz).

### 4.3 Équivalents essence d'énergie primaire

Les équivalents essence permettent de comparer les carburants fournis à la pompe ou le courant de charge quant à leur densité énergétique par rapport avec l'essence prise comme carburant de référence (cf. point 2.2). Le diesel et le gaz naturel comprimé (GNC [10% et 20% de biogaz]) ont un équivalent essence respectif de 1,14 l/l et de 1,03 l/m<sup>3</sup>. L'équivalent essence de l'hydrogène s'élève à 0,34 l/m<sup>3</sup>, alors que l'électricité présente un équivalent essence de 0,11 l/kWh.

Les équivalents essence d'énergie primaire tiennent compte des processus en amont de la production de carburant et d'électricité. Ils permettent ainsi de comparer l'efficacité énergétique de voitures de tourisme équipées de différents systèmes de propulsion. Partant, ils constituent la valeur pertinente pour déterminer la catégorie d'efficacité énergétique indiquée sur l'étiquette-énergie. Contrairement à l'équivalent essence des carburants, soit une mesure de leur densité énergétique qui doit être la plus élevée possible (autonomie accrue pour le même volume de réservoir), des valeurs plus

---

<sup>14</sup> Communication personnelle de Christian Bach, Empa, 01.06.2017.

faibles sont généralement un avantage pour les équivalents essence d'énergie primaire. Des besoins plus faibles en énergie primaire (c'est-à-dire un facteur d'énergie primaire ou un équivalent essence d'énergie primaire plus bas) signifient que l'extraction, le traitement et le transport d'un carburant jusqu'à la station-service revendent moins d'énergie. Sur l'étiquette-énergie, les facteurs d'énergie primaire englobent les besoins en énergie primaire tant renouvelables que non renouvelables.

La colonne de droite du tableau 4.1 comprend le facteur d'énergie primaire, les besoins spécifiques en énergie primaire ainsi que les équivalents essence d'énergie primaire des carburants. Le gaz naturel comprenant 20% de biogaz a le facteur d'énergie primaire spécifique le plus faible (1,02 MJ EqPét/MJ). Il est suivi du gaz naturel contenant 10% de biogaz, dont le facteur d'énergie primaire est de 1,10 MJ EqPét/MJ. Les facteurs d'énergie primaire de l'essence et du diesel s'élèvent respectivement à 1,35 et à 1,30 MJ EqPét/MJ. Le facteur d'énergie primaire comparativement élevé du bioéthanol (E85) (3,12 MJ EqPét/MJ) est principalement déterminé par la production de bois en forêt (82%), la distillation d'éthanol et la production d'essence ayant une importance mineure. Le facteur d'énergie primaire de l'hydrogène dépend fortement du procédé de fabrication et du mix électrique utilisé. L'hydrogène fabriqué de manière centralisée à partir du SMR a le facteur d'énergie primaire le plus faible (2,21 MJ EqPét/MJ), tandis que le facteur d'énergie primaire de l'hydrogène produit de manière décentralisée par électrolyse de l'eau avec le mix des fournisseurs est à peu près deux fois plus élevé (4,27 MJ EqPét/MJ). Le mix d'hydrogène moyen à la pompe en Suisse (89,4% de production hydroélectrique centralisée, 10,3% de production hydroélectrique décentralisée, 0,3% de production photovoltaïque décentralisée) a un facteur d'énergie primaire de 2,40 MJ EqPét/MJ. Le facteur d'énergie primaire de l'électricité s'élève à 2,01 MJ EqPét/kWh, respectivement à 7,22 MJ EqPét/kWh.

Définie comme le carburant de référence pour les équivalents essence d'énergie primaire, l'essence a un équivalent de 1,00 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel est légèrement plus élevé que celui de l'essence (1,09 l/l). Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le gaz naturel comprimé (GNC) avec 10% et 20% de biogaz ont respectivement un équivalent essence d'énergie primaire de 0,78 l/l, 0,84 l/m<sup>3</sup> et 0,78 l/m<sup>3</sup>. Le bioéthanol (E85) a l'équivalent essence d'énergie primaire le plus élevé (1,67 l/l). L'équivalent essence d'énergie primaire de l'hydrogène varie fortement en fonction du procédé de fabrication (SMR: 0,56 l/m<sup>3</sup>, électrolyse de l'eau avec mix des fournisseurs: 1,09 l/m<sup>3</sup>). En moyenne, l'équivalent essence d'énergie primaire de l'hydrogène fournis aux stations-service suisses s'élève à 0,61 l/m<sup>3</sup>. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité est calculé comme le rapport entre le facteur d'énergie primaire et les besoins spécifiques en énergie primaire de l'essence. Il s'élève à 0,17 l/kWh.

Tableau 4.1 Valeurs spécifiques et besoins en énergie primaire des carburants normalisés de l'étiquette-énergie 2021. La densité, le pouvoir calorifique spécifique et la densité énergétique reposent sur les données de l'OFEV (2019) et de l'Empa<sup>13</sup>. Fehler! Textmarke nicht definiert. (GNC [10% et 20% de biogaz]).

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	42.4 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	46.2 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>	1.10 MJ Öl-eq/MJ	37.2 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.84 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>	1.02 MJ Öl-eq/MJ	34.5 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.78 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	1.33 MJ Öl-eq/MJ	33.1 MJ Öl-eq/L	0.78 L/L
E85	1.000	0.782 kg/L	29.0 MJ/kg	6.31 kWh/L	0.72 L/L	3.12 MJ Öl-eq/MJ	70.8 MJ Öl-eq/L	1.67 L/L
Elektrizität	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	2.01 MJ Öl-eq/MJ	7.22 MJ Öl-eq/kWh	0.17 L/kWh
Wasserstoff								
- Lieferanten-Strommix, dezentral	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>	4.27 MJ Öl-eq/MJ	46.0 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	1.09 L/m <sup>3</sup>
- PV-Strom, dezentral	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>	2.90 MJ Öl-eq/MJ	31.3 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.74 L/m <sup>3</sup>
- Wasserkraft-Strom, dezentral	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>	2.55 MJ Öl-eq/MJ	27.5 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.65 L/m <sup>3</sup>
- Wasserkraft-Strom, zentral	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>	2.38 MJ Öl-eq/MJ	25.6 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.60 L/m <sup>3</sup>
- Methan-Dampfpreformierung, zentral	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>	2.21 MJ Öl-eq/MJ	23.9 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.56 L/m <sup>3</sup>
- 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>	2.40 MJ Öl-eq/MJ	25.8 MJ Öl-eq/m <sup>3</sup>	0.61 L/m <sup>3</sup>

#### 4.4 Besoins en énergie primaire et émissions de CO<sub>2</sub>

Les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone des carburants et de l'électricité sont déterminés selon l'approche «du puits au réservoir» («well to tank») expliquée au point 2.1. Ils comprennent les différents processus depuis l'extraction des ressources énergétiques (comme le pétrole brut) jusqu'à la livraison des carburants à la station-service. Les émissions générées par la combustion des carburants dans le véhicule ne sont pas prises en compte. Les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone des carburants et de l'électricité sont indiqués dans le tableau 4.2.

Les facteurs d'énergie primaire figurant dans le tableau 4.2 constituent la base pour le calcul des équivalents essence d'énergie primaire. En plus des carburants normalisés (tableau 4.1), les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone pour le gaz naturel pur et le biogaz pur sont également recensés dans le tableau 4.2. Comme le biogaz est produit à partir de déchets, son facteur d'énergie primaire (0,356 MJ EqPét/MJ) est inférieur à 1 et nettement plus faible que ceux des autres carburants. Le gaz naturel pur a un facteur d'énergie primaire de 1,18 MJ EqPét/MJ.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone générées par la production d'essence et de diesel s'élèvent respectivement à 506 g CO<sub>2</sub>/l et 484 g CO<sub>2</sub>/l. La production de GNC comprenant 10% et 20% de biogaz aux stations-service suisses génère des émissions de dioxyde de carbone de 253 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> et 273 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> respectivement. La production d'hydrogène aux stations-service suisses engendre des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 68 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Les émissions de dioxyde de carbone de l'hydrogène dépendent fortement du procédé de fabrication et varient entre 66 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (électrolyse de l'eau avec une production hydroélectrique centralisée) et 1246 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (SMR). L'hydrogène produit de manière décentralisée avec du courant photovoltaïque induit des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 262 g CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Le mix électrique des fournisseurs suisses à partir d'une prise à basse tension génère



des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 25 g CO<sub>2</sub>/kWh. Le mix des fournisseurs, qui reflète la composition et la provenance de l'électricité vendue en Suisse, repose sur les GO.

Tableau 4.2 Densité, pouvoir calorifique, besoins en énergie primaire et émissions de dioxyde de carbone des carburants pour l'étiquette-énergie 2021. Les indicateurs environnementaux reposent sur la liste des données des écobilans du DETEC DQR v2:2018, y compris les inventaires actualisés concernant le photovoltaïque.

#### Umweltkennwerte 2021

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	57.5	42.4	1.35	0.687	0.506
Diesel		0.830		43.0	55.7	46.2	1.30	0.583	0.484
E85		0.782		29.0	90.5	70.8	3.12	0.593	0.464
CNG / 10% Biogas	0.759	0.00076		47.8	52.7	0.0400	1.10	0.334	0.00025
CNG / 20% Biogas	0.758	0.00076		47.6	48.7	0.0369	1.02	0.360	0.00027
CNG	0.760	0.00076		48.0	56.7	0.0431	1.18	0.308	0.00023
Biogas	0.750	0.00075		45.9	16.3	0.0123	0.356	0.567	0.00043
LPG		0.540		46.3	61.4	33.1	1.33	0.723	0.390
Wasserstoff (Lieferanten-Strommix, dezentral)	0.0899	0.000090		120	512	0.0460	4.27	2.27	0.00020
Wasserstoff (PV-Strom, dezentral)	0.0899	0.000090		120	348	0.0313	2.90	2.92	0.00026
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, dezentral)	0.0899	0.000090		120	306	0.0275	2.55	0.851	0.00076
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, zentral)	0.0899	0.000090		120	285	0.0256	2.38	0.735	0.00066
Wasserstoff (Methan-Dampfreformierung, zentral)	0.0899	0.000090		120	266	0.0239	2.21	13.9	0.0012
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	0.0899	0.000090		120	287	0.0258	2.40	0.753	0.00068

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
Strom	2.01	7.22	2.01	0.0069	0.0247

## 4.5 Parts des processus

### 4.5.1 Carburants

Les parts des principaux processus dans les besoins totaux en énergie primaire et dans les émissions fossiles de CO<sub>2</sub> sont représentées de la figure 4.1 à la figure 4.4. Pour l'essence, le diesel et le gaz naturel (10% ou 20% de biogaz), on distingue les processus suivants:

- extraction: extraction de pétrole brut et de gaz naturel, production de biogaz;
- transport à longue distance de pétrole brut et de gaz naturel (pas nécessaire pour le biogaz);
- raffinage / traitement: fabrication d'essence et de diesel à partir du pétrole brut, traitement du biogaz (pas nécessaire pour le gaz naturel);
- distribution fine des carburants;

- fourniture aux stations-service.

S'agissant des besoins en énergie primaire, la teneur en énergie primaire des carburants est indiquée en plus des processus indiqués ci-dessus (cf. figure 4.1). Pour l'essence, le diesel et le gaz naturel, la teneur en énergie primaire correspond au pouvoir calorifique inférieur du carburant. Le biogaz est produit à partir de déchets: il a donc une teneur en énergie primaire de 0 MJ (cf. point 3.3). La teneur en énergie primaire de l'essence, du diesel, du GNC à 10% de biogaz et du GNC à 20% de biogaz atteint respectivement 75,7%, 78,9%, 82,1% et 79,0% des besoins totaux en énergie primaire nécessaires à la production de ces carburants. L'extraction nécessite 9,1% et respectivement 11,2% de la teneur en énergie primaire de l'essence et du diesel. Pour le GNC (10% et 20% de biogaz), la part de l'extraction dans les besoins en énergie primaire s'élève respectivement à 5,4% et 6,7%. Le transport à longue distance représente entre 1,4% (essence) et 4,1% (GNC avec une part de 10% de biogaz) des besoins en énergie primaire. Le raffinage a une part respectivement de 12,0% et 7,3% dans les besoins en énergie primaire de l'essence et du diesel. Le traitement est moins important pour le gaz naturel comportant 10% ou 20% de biogaz (respectivement 1,5% et 3,3% des besoins en énergie primaire). La distribution fine et les stations-service représentent moins de 1% des besoins totaux en énergie primaire pour l'essence et le diesel. Pour le GNC (10% et 20% de biogaz), la part de la distribution fine est de 1,9%. La part des stations-service dans les besoins en énergie primaire du GNC, de respectivement 5,0% (GNC à 10% de biogaz) et 5,2% (GNC à 20% de biogaz), s'explique principalement par la consommation électrique des compresseurs. Les parts revendiquées par les infrastructures, indiquées séparément pour chaque processus (plages hachurées de la figure 4.1), sont minimales (1,3% à 2,6% des besoins en énergie primaire).

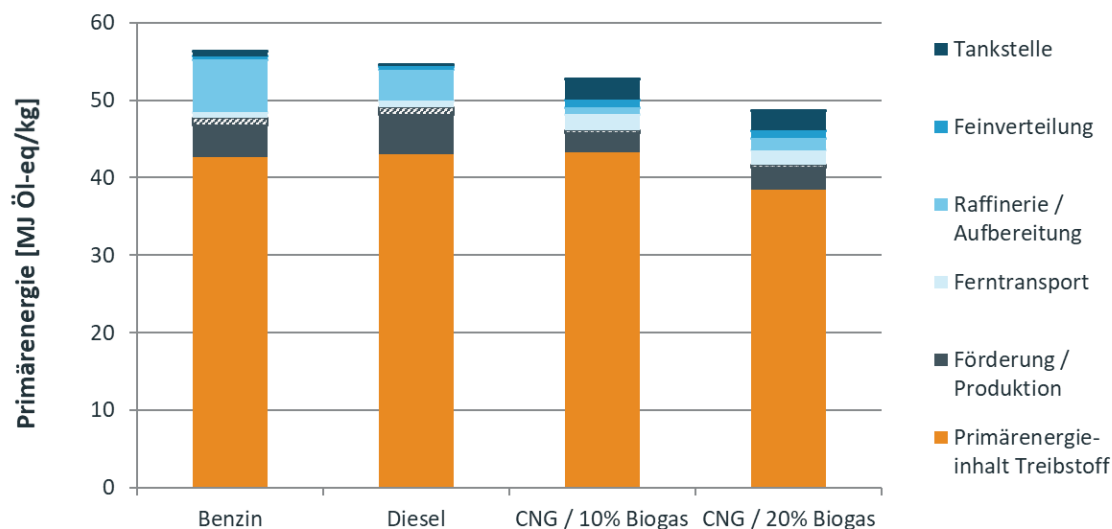


Figure 4.1 Parts de la teneur en énergie primaire et des principaux processus dans les besoins (totaux) d'énergie primaire nécessaires à la fourniture des carburants (essence, diesel, GNC à 10% de biogaz et GNC à 20% de biogaz). Les parts imputables aux infrastructures sont représentées séparément pour chaque processus (plages hachurées).

Les émissions fossiles de CO<sub>2</sub> liées à la production d'essence et de diesel sont générées respectivement à 40,9% et 50,7% par l'extraction (voir la figure 4.2). Pour le gaz naturel (10% ou 20% de biogaz), la part de l'extraction/de la production dans les émissions de CO<sub>2</sub> s'élève respectivement à 39,9% et 41,6%. Le transport à longue distance a une part respectivement de 30,5% et 25,2% dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> du GNC (10% et 20% de biogaz). Pour la production d'essence et de diesel, le transport à longue distance est en revanche de moindre importance, ses parts dans les émissions de CO<sub>2</sub> étant respectivement de 6,6% et 8,1%. Le raffinage est responsable respectivement de 47,3% et 36,2% des émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production d'essence et de diesel. Le traitement qu'implique la production de GNC (10% et 20% de biogaz) engendre une moindre part d'émissions de CO<sub>2</sub> (respectivement 7,4% et 13,7%), car seul le biogaz doit être traité. La distribution fine de l'essence et du diesel génère respectivement 3,5% et 4,3% des émissions de CO<sub>2</sub> causées par la production de ces carburants. Pour le gaz naturel (10% et 20% de biogaz), la distribution fine a une part de 15,4% et respectivement de 13,0% dans les émissions totales de CO<sub>2</sub>. La part des émissions de CO<sub>2</sub> des stations-service dans les émissions totales générées par la production de carburant est respectivement de 1,7% et 0,7% pour l'essence et le diesel et de 6,8% et 6,5% pour le GNC (10% et 20% de biogaz). La part nettement plus élevée pour le GNC est due aux charges inhérentes à la compression et les émissions globalement plus faibles de la production du carburant. Les parts liées aux infrastructures, qui sont indiquées séparément pour chaque processus (plages hachurées de la figure 4.1), ont globalement une part de 11% à 13,5% dans les émissions totales de CO<sub>2</sub>.

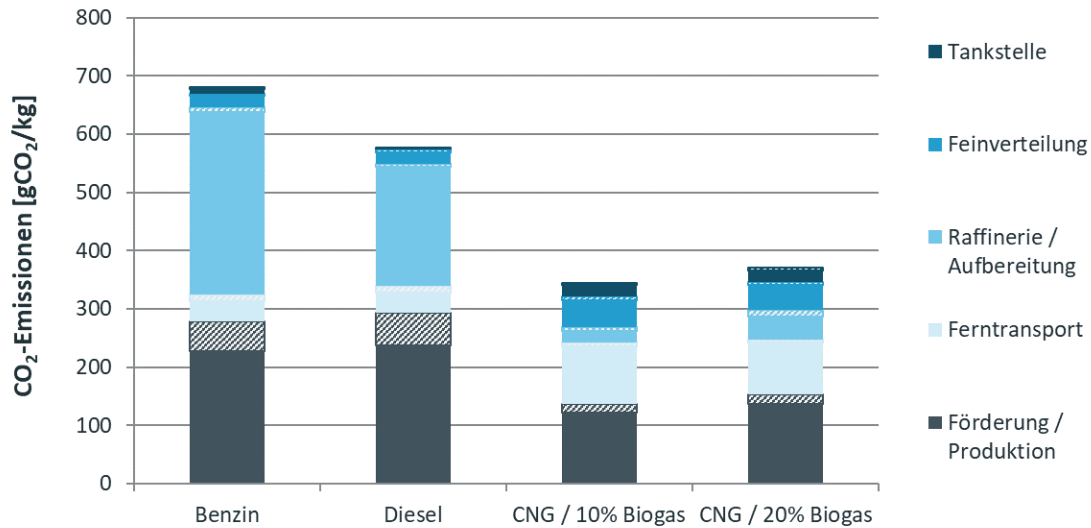


Figure 4.2 Parts des principaux processus dans les émissions fossiles de CO<sub>2</sub> générées par les carburants (essence, diesel, GNC à 10% de biogaz et GNC à 20% de biogaz). Les parts imputables aux infrastructures sont représentées séparément pour chaque processus (plages hachurées).

#### 4.5.2 Électricité

En ce qui concerne la production d'électricité, on quantifie les parts de la force hydraulique, des autres énergies renouvelables, de l'énergie nucléaire, des agents énergétiques fossiles, des agents énergétiques non vérifiables ainsi que du réseau de transport et de distribution dans les besoins totaux en énergie primaire et dans les émissions fossiles de CO<sub>2</sub>. Les besoins en énergie primaire du mix électrique des fournisseurs suisses 2019 basé sur les GO sont générés pour 42,4% par les centrales nucléaires (cf. figure 4.3), l'efficacité thermique des centrales nucléaires étant important, tandis que l'enrichissement d'uranium joue un rôle moins important. Les agents énergétiques non vérifiables représentent 8,3% des besoins totaux en énergie primaire. La production d'électricité des centrales hydroélectriques, avec une part de 66% dans le mix électrique des fournisseurs suisses (cf. tableau 3.6), génère 43,0% des besoins en énergie primaire. De manière générale, l'électricité issue de sources renouvelables, à l'exception des centrales à bois, est nettement moins gourmande en énergie primaire que l'électricité produite par les centrales nucléaires ou fossiles (Messmer & Frischknecht 2016).<sup>15</sup> Les autres agents énergétiques renouvelables et les agents énergétiques fossiles ont une part de 3,2%, respectivement de 2,3% dans les besoins totaux en énergie

<sup>15</sup> Pour calculer les besoins en énergie primaire des technologies de production d'électricité renouvelable, on prend en compte l'énergie récoltée selon Frischknecht et al. (2015). Dans la production d'énergie des installations renouvelables, l'énergie de rotation (pour la force hydraulique et l'énergie

primaire du mix des fournisseurs basé sur les GO. La part des réseaux de transport et de distribution dans les besoins en énergie primaire de l'électricité est inférieure à 1%. L'infrastructure des centrales revêt une importance secondaire quant aux besoins en énergie primaire (env. 2%).

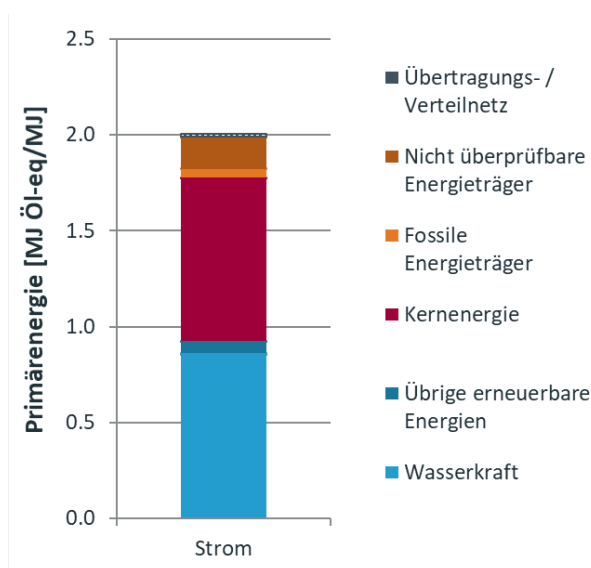


Figure 4.3 Parts des principaux processus dans l'énergie primaire de l'électricité (mix électrique des fournisseurs suisses 2019 basé sur les GO). Les parts imputables aux infrastructures sont représentées séparément pour chaque processus (plages hachurées).

Les émissions de CO<sub>2</sub> du mix électrique des fournisseurs suisses 2019 basé sur les GO sont générées à 44,0% par de l'électricité provenant d'agents énergétiques fossiles (cf. figure 4.4). L'électricité non déclarée cause 7,4% du total des émissions de CO<sub>2</sub> de ce mix. Elle est modélisée à l'aide du mix résiduel suisse 2019, qui est produit pour une large part dans les centrales nucléaires. La force hydraulique, l'énergie nucléaire et les autres agents énergétiques renouvelables sont à l'origine respectivement de 15,2%, 11,7% et 6,5% des émissions de CO<sub>2</sub>. Dans ce cadre, l'infrastructure est responsable d'une grande partie des émissions de la force hydraulique et des autres agents énergétiques renouvelables (plages hachurées de la figure 4.4). Le réseau de transport et de distribution représente 15,1% des émissions de CO<sub>2</sub> du mix des fournisseurs considéré.

éolienne) est considérée comme l'agent énergétique primaire, alors que l'énergie électrique générée directement derrière la cellule photovoltaïque est utilisée comme indicateur de l'énergie primaire dans les applications photovoltaïques.

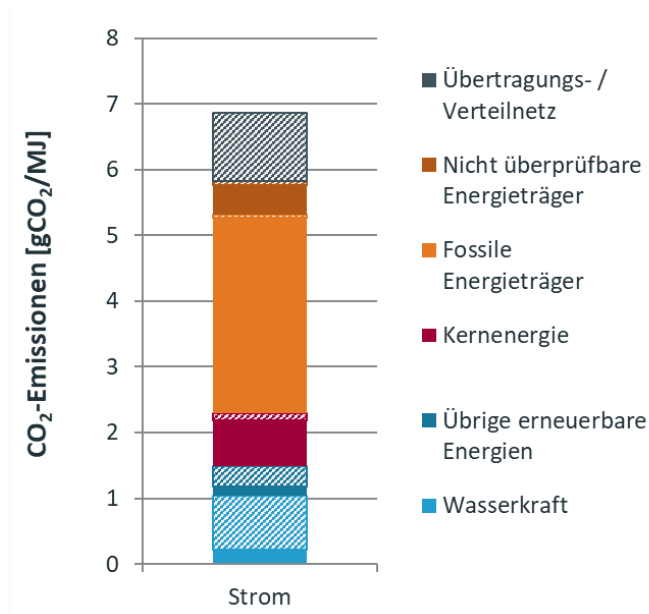


Figure 4.4 Parts des principaux processus dans les émissions fossiles de CO<sub>2</sub> de l'électricité (mix électrique des fournisseurs suisses 2019 basé sur les GO). Les parts imputables aux infrastructures sont représentées séparément pour chaque processus (plages hachurées).

## 4.6 Comparaison avec l'année précédente et raisons des changements

Les équivalents essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone liées à la production de carburant et d'électricité pour l'année 2021 sont comparés aux valeurs de l'année précédente dans le tableau 4.3 et le tableau 4.4. Les principales raisons des changements observés y sont en outre mentionnées. Les indicateurs environnementaux 2020 de la production de carburant et d'électricité sont décrits par Krebs et al. (2020). Les inventaires actualisés de la production des différents carburants et du mix électrique des fournisseurs ont servi au calcul des indicateurs environnementaux 2021 (cf. chapitre 3).

Les légers changements concernant les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production d'essence et de diesel s'expliquent par des modifications dans le ratio Suisse/Europe et dans le mix de provenance du pétrole brut traité dans les raffineries suisses et européennes. La hausse des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production de gaz liquéfié est également provoquée par des émissions accrues dans la production du pétrole brut, imputables au mix de provenance du pétrole brut et à la répartition de la production entre la Suisse et l'Europe. Les modifications de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10% et 20% de biogaz) et des émissions de CO<sub>2</sub> liées à sa production sont dues à une actualisation du mix des fournisseurs (utilisé pour la compression dans les stations-service).

La composition du mix des fournisseurs 2019 a fortement changé par rapport au mix des fournisseurs 2018 utilisé l'année précédente. La part d'électricité importée depuis les pays européens a baissé de 30,0% à 24,4%. En raison de la part nettement plus faible d'agents énergétiques non vérifiables dans le mix des fournisseurs 2019 (une large part étant imputable à l'énergie nucléaire), les émissions de dioxyde de carbone sont sensiblement moins élevées. Ces changements se répercutent également sur l'équivalent essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone de l'hydrogène produit de manière décentralisée par électrolyse de l'eau avec le mix électrique des fournisseurs.

La baisse de l'équivalent essence d'énergie primaire et des émissions de CO<sub>2</sub> du mix d'hydrogène à la pompe en Suisse est imputable à un changement du mix électrique utilisé pour l'électrolyse de l'eau. Le mix d'hydrogène provient ainsi à 89,4% de production hydroélectrique centralisée, à 10,3% de production hydroélectrique décentralisée et à 0,3% de production photovoltaïque décentralisée. En 2019, la part de l'hydrogène issu de la production hydroélectrique centralisée était encore proche de 56%.

Tableau 4.3 Comparaison des équivalents essence d'énergie primaire de la production de carburant et d'électricité pour les années 2021 et 2020; raisons des changements.

Treibstoff	Primärenergie-Benzinäquivalent 2021	Primärenergie-Benzinäquivalent 2020	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	0.1%	Keine Veränderung
CNG / 10% Biogas	0.84 L/m <sup>3</sup>	0.84 L/m <sup>3</sup>	0.0%	Keine Veränderung
CNG / 20% Biogas	0.78 L/m <sup>3</sup>	0.78 L/m <sup>3</sup>	0.0%	Keine Veränderung
LPG (85% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.78 L/L	0.78 L/L	0.5%	Aktualisierung Marktmit (Anteile Schweiz, Europa), Aktualisierung Rohölherkunft
E85	1.67 L/L	1.67 L/L	0.0%	Keine Veränderung
Elektrizität	0.17 L/kWh	0.17 L/kWh	-0.9%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2019: tieferer Importanteil, tieferer Anteil nicht überprüfbarer Energieträger (Residualmix), mehr Kernenergie im Residualmix als im HKN Mix 2018
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	1.09 L/m <sup>3</sup>	1.10 L/m <sup>3</sup>	-0.9%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferanten-Strommix (siehe oben)
- PV-Strom, dezentral	0.74 L/m <sup>3</sup>	0.84 L/m <sup>3</sup>	-11.8%	Aktualisierter Daten zu PV Strom und supply chains
- Wasserkraft-Strom, dezentral	0.65 L/m <sup>3</sup>	0.65 L/m <sup>3</sup>	0.0%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, zentral	0.60 L/m <sup>3</sup>	0.60 L/m <sup>3</sup>	0.6%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Methan-Dampfreformierung, zentral	0.56 L/m <sup>3</sup>	0.57 L/m <sup>3</sup>	-0.8%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle)
- Mix ab Schweizer Tankstelle	0.61 L/m <sup>3</sup>	0.62 L/m <sup>3</sup>	-2.2%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (deutlich höherer Anteil Wasserkraft-Strom zentral)

Tableau 4.4 Comparaison des émissions de dioxyde de carbone causées par la production de carburant et d'électricité pour les années 2021 et 2020; raisons des changements.

Treibstoff	Kohlendioxid-emissionen 2021	Kohlendioxid-emissionen 2020	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	506 gCO <sub>2</sub> /L	514 gCO <sub>2</sub> /L	-1.4%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdöl-kette (Versorgungsmix): höhere Anteile aus Förderregionen mit tieferen Emissionen
Diesel	484 gCO <sub>2</sub> /L	490 gCO <sub>2</sub> /L	-1.1%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdöl-kette (Versorgungsmix): höhere Anteile aus Förderregionen mit tieferen Emissionen
CNG / 10% Biogas	253 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	261 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-3.0%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdöl-kette, Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
CNG / 20% Biogas	273 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	280 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-2.8%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdöl-kette, Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
LPG (85% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	390 gCO <sub>2</sub> /L	386 gCO <sub>2</sub> /L	1.1%	Aktualisierung Markt-mix (Anteile Schweiz, Europa), Aktualisierung Rohöl-herkunft
E85	464 gCO <sub>2</sub> /L	465 gCO <sub>2</sub> /L	-0.4%	Keine Veränderung
Elektrizität	25 gCO <sub>2</sub> /kWh	73 gCO <sub>2</sub> /kWh	-66.1%	Aktualisierung Sachbilanz gemäss Pronovo Cockpit Stromkennzeichnung 2019: tieferer Importanteil, tieferer Anteil nicht überprüfbarer Energieträger (Residualmix), mehr Kernenergie im Residualmix
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	204 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	495 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-58.7%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferanten-Strommix (siehe oben)
- PV-Strom, dezentral	262 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	521 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-49.7%	Aktualisierter Daten zu PV Strom und supply chains
- Wasserkraft-Strom, dezentral	76.5 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	76.5 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-0.1%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, zentral	66.1 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	72.3 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-8.7%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle), grössere Distanz Anlieferung
- Methan-Dampfpreformierung, zentral	1246 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	1273 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-2.1%	Aktualisierung Strommix (für den Betrieb der Tankstelle)
- Mix ab Schweizer Tankstelle	68 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	79 gCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	-13.9%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (deutlich höherer Anteil Wasserkraft-Strom zentral)



## Bibliographie

- AIB (2020) European Residual Mixes; Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2019; version 1.1, 2020-09-08. Association of Issuing Bodies, Bruxelles, Belgique, consulté dans: <https://www.aib-net.org/>.
- AIE (2020) Monthly Oil Statistics 2019. Agence internationale de l'énergie AIE, Paris, consulté dans: <https://www.iea.org/statistics/monthly/#oil>.
- AIE (2021) Monthly Oil Statistics 2020. Agence internationale de l'énergie AIE, Paris, consulté dans: <https://www.iea.org/statistics/monthly/#oil>.
- Assemblée fédérale de la Confédération suisse (2016) Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) (état au 1<sup>er</sup> janvier 2018), Berne, consulté dans: fedlex-data-admin-ch-eli-cc-2017-762-20180101-fr-pdf-a.
- Avenergy Suisse (2021) Rapport annuel 2021. Erdöl-Vereinigung / Union Pétrolière, Zurich.
- Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.
- Bauer C., Frischknecht R., Eckle P., Flury K., Neal T., Papp K., Schori S., Simons A., Stucki M. et Treyer K. (2012) Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz. ESU-services Ltd & Paul Scherrer Institute, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Uster & Villigen.
- 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), Munich, Heidelberg, Leipzig, Berlin.
- Commission européenne (2017) Règlement (UE) n° 2017/1151 de la Commission du 1<sup>er</sup> juin 2017 modifiant le règlement (UE) 2017/1151 complétant le règlement (CE) n° 715/2007 du Parlement européen et du Conseil relatif à la réception des véhicules à moteur au regard des émissions des véhicules particuliers et utilitaires légers (Euro 5 et Euro 6) et aux informations sur la réparation et l'entretien des véhicules, modifiant la directive 2007/46/CE du Parlement européen et du Conseil, le règlement (CE) no 692/2008 de la Commission et le règlement (UE) n° 1230/2012 de la Commission et abrogeant le règlement (CE) n° 692/2008, ainsi que la directive 2007/46/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les émissions en conditions de conduite réelles des véhicules particuliers et utilitaires légers (Euro 6). Consulté dans: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1151&from=EN>.
- Conseil fédéral suisse (2018) Ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique d'installations, de véhicules et d'appareils fabriqués en série (Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, OEEE) (état au 31 juillet 2018). Dans: RS 730.02, Berne, consulté dans: <blob:https://www.fedlex.admin.ch/f951d731-ee08-4eec-9999-87d76605ebf1>.
- DETEC (2019) Ordonnance du DETEC sur les données figurant sur l'étiquette-énergie des voitures de tourisme neuves (OEE-VT). Dans: 730.011.1. Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication (DETEC), Berne.
- EV/UP (2020) Rapport annuel 2019. Erdöl-Vereinigung / Union Pétrolière, Zurich.
- Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Heck T., Hellweg S., Hirschier R., Nemecek T., Rebitzer G. et Spielmann M. (2007) Overview and Methodology. ecoinvent report No. 1, v2.0. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, consulté dans: [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org).

- Frischknecht R., Wyss F., Büsser Knöpfel S., Lützkendorf T. et 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, consulté dans: <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-015-0897-4>.
- Frischknecht R., Alig M. et Stolz P. (2020) Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings. treeze Ltd., Uster.
- Hischier R., Althaus H.-J., Bauer C., Büsser S., Doka G., Frischknecht R., Kleijer A., Leuenberger M., Nemecek T. et A. S. (2010) Documentation of changes implemented in ecoinvent Data v2.2. ecoinvent Centre, Zurich...
- IOGP (2017) Environmental performance indicators - 2016 data. International Association of Oil & Gas Producers, consulté dans: <https://www.iogp.org/bookstore/product/environmental-performance-indicators-2016-data/>.
- Jungbluth N. (2007) Erdöl. Dans: *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, consulté dans: [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org).
- Jungbluth N., Chudacoff M., Dauriat A., Dinkel F., Doka G., Faist Emmenegger M., Gnansounou E., Kljun N., Schleiss K., Spielmann M., Stettler C. et Sutter J. (2007) Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17, v2.0. ESU-services, Uster, consulté dans: [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org).
- Jungbluth N. et Meili C. (2018) Life cycle inventories of oil products distribution. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- Jungbluth N., Meili C. et Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- KBOB, eco-bau et IPB (2018) UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018. Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics c/o Office fédéral des constructions et de la logistique (OFCL), consulté dans: [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org).
- Krebs L., Stolz P. et Frischknecht R. (2020) Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme: indicateurs environnementaux 2020 de la production de carburant et d'électricité. treeze Ltd., Uster.
- Krebs L. et Frischknecht R. (2020) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. treeze Ltd., Uster.
- Krebs L. et Frischknecht R. (2021) Life Cycle Assessment of GO based Electricity Mixes of European Countries 2018. treeze Ltd., Uster.
- Meili C., Jungbluth N. et Annaheim J. (2018a) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- Meili C., Jungbluth N. et Wenzel P. (2018b) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- Messmer A. et Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- OFEV (2019) Fiche d'information. Facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse. Office fédéral de l'environnement (OFEV), Berne, Suisse, consulté dans: [https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/fr/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2\\_Emissionsfaktoren\\_THG\\_Inventar.pdf.download.pdf/CO2\\_facteurs\\_d\\_emission.pdf](https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/fr/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_facteurs_d_emission.pdf).
- OFEN (2020) Statistique suisse de l'électricité 2019. Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, consulté dans: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/statistiques-de-lenergie/statistique-globale-de-l-energie.html>.

- Pronovo (2020a) Cockpit du marquage de l'électricité suisse, état en février 2020. Pronovo AG, Frick, consulté dans: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Pronovo (2020b) Cockpit du marquage de l'électricité suisse, état en septembre 2020. Pronovo AG, Frick, consulté dans: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Simons A. et Bauer C. (2011) Life cycle assessment of hydrogen production. Dans: *Transition to Hydrogen; Pathways Toward Clean Transportation* (Ed. Wokaun A. et Wilhelm E.). Cambridge University Press, Cambridge (UK).
- Stolz P., Tschümperlin L. et Frischknecht R. (2018) Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme: indicateurs environnementaux 2018 de la production de carburant et d'électricité. treeze Ltd., Uster.
- Stolz P. et Frischknecht R. (2019) Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme: indicateurs environnementaux 2019 de la production de carburant et d'électricité. treeze Ltd., Uster.
- Stucki M., Jungbluth N. et Leuenberger M. (2011) Life Cycle Assessment of Biogas Production from Different Substrates, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), ESU-services Ltd., Uster, consulté dans: <http://www.esu-services.ch/data/public-lci-reports/> (login).
- Tschümperlin L. et Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster.
- 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, Zurich.