Gesamte Rechtsvorschrift für Kraftstoffverordnung 2012, Fassung vom 16.12.2024

Langtitel

Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Qualität von Kraftstoffen und die nachhaltige Verwendung von Biokraftstoffen
(Kraftstoffverordnung 2012)
StF: BGBl. II Nr. 398/2012 [CELEX-Nr.: 32009L0028, 32009L0030, 32011L0063]

Änderung

BGBl. II Nr. 259/2014
BGBl. II Nr. 196/2017 [CELEX-Nr.: 32014L0094]
BGBl. II Nr. 86/2018 [CELEX-Nr.: 32015L0652, 32015L1513]
BGBl. II Nr. 630/2020 [CELEX-Nr.: 32018L2001]
BGBl. II Nr. 452/2022 [CELEX-Nr.: 32018L2001]
BGBl. II Nr. 33/2024

Präambel/Promulgationsklausel

Auf Grund der §§ 11 Abs. 3 und 26a Abs. 2 lit. c und Abs. 3a des Kraftfahrgesetzes 1967, BGBl. Nr. 267, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 116/2010, wird im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend, dem Bundesminister für Gesundheit sowie der Bundesministerin für Verkehr, Innovation und Technologie verordnet:

Text

Geltungsbereich

§ 1. (1) In dieser Verordnung werden auf Gesundheits- und Umweltaspekten beruhende technische Spezifikationen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge gemäß § 2 Abs. 1 Z 1, KFG 1967, BGBl. I Nr. 267/1967, sowie Substitutionsregelungen und Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und Biomethan festgelegt und ein Ziel für die Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen gesetzt.

(2) Die Spezifikationen und Prüfverfahren für Otto- und Dieselkraftstoffe werden gemäß den Anhängen I bis IV der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998, S. 58, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1, festgelegt.

Begriffsbestimmungen

§ 2. Für diese Verordnung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Konventionelles Rohöl“ ist jeder Raffinierierohstoff, der in einer Lagerstättenformation am Ursprungsort einen API-Grad (Grad nach dem American Petroleum Institute (API))von mehr als 10, gemessen mit dem ASTM-Testverfahren D287, aufweist und nicht unter die Definition des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie über den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 256 vom 07.09.1987 S. 1, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2022/1638, ABl. Nr. L 247 vom 23.09.2022 S. 67, fällt;
2. „Naturbitumen“ ist jede Quelle für Raffinierierohstoffe,
   a) die in einer Lagerstättenformation am Förderort einen API-Grad von höchstens 10, gemessen mit dem Testverfahren D287 der „American Society for Testing and Materials“ (ASTM), aufweisen;
   b) die eine jährliche Durchschnittsviskosität bei Lagerstättentemperatur haben, die höher ist als die durch die Gleichung Viskosität (in Centipoise) = 518,98 $^{e-0,038T}$ berechnete Viskosität; dabei ist T die Temperatur in Grad Celsius;

c) die unter die Definition für bituminöse Sande des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fallen und

d) deren Rohstoffquelle durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen wird, wobei die Wärmeenergie hauptsächlich aus anderen Quellen als der Rohstoffquelle selbst gewonnen wird;

3. „Ölschiefer“ ist jede Quelle für Raffinierohstoffe innerhalb einer Felsformation, die festes Kerogen enthält und die unter die Definition für ölhaltigen Schiefer des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fällt. Die Rohstoffquelle wird durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen;
4. „Ottokraftstoff“ ist jedes flüchtige Mineralöl, das zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung bestimmt ist und unter die KN-Codes 2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 51 und 2710 12 59 fällt;
5. „Dieselkraftstoffe“ sind Gasöle, die zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Selbstzündung bestimmt sind und unter den KN-Code 2710 19 43 oder KN-Code 2710 20 11 fallen und zum Antrieb von Kraftfahrzeugen im Sinn des Kraftfahrgesetzes 1967 verwendet werden;
6. „Flüssiggas“ (LPG, Liquefied Petroleum Gas) ist ein mineralölstämmiges Gas, das bei Raumtemperatur bei geringem Druck in flüssiger Form gelagert und gehandhabt werden kann, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Selbstzündung bestimmt ist und unter die Unterpositionen 2711 12 oder 2711 13 der Kombinierten Nomenklatur fällt;
7. „Erdgas“ ist ein Gasgemisch, das zum überwiegenden Teil aus Methan besteht, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Kompressionszündung entweder in verdichteter Form (CNG, Compressed Natural Gas) eingesetzt wird und unter die Unterposition 2711 21 00 der Kombinierten Nomenklatur fällt oder bei geringem Druck, tiefkalt, in verflüssigter Form (LNG Liquified Natural Gas) eingesetzt wird und unter die Unterposition 2711 11 00 der Kombinierten Nomenklatur fällt;
8. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ ist Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
9. „Biomasse“ ist der biologisch abbaubare Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;
10. „Biogas“ ist ein gasförmiger Kraftstoff, der aus Biomasse hergestellt wird;
11. „Biomethan“ ist ein aus Biomasse mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes aufgereinigtes Biogas, das in Fahrzeugverbrennungsmotoren als CNG oder LNG in unvermischter Form oder in vermischter Form mit Erdgas eingesetzt wird;
12. „Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“ sind Pflanzen, unter die überwiegend Getreide ungeachtet dessen, ob nur die Körner oder, wie bei Grünmais, die gesamte Pflanze verwendet wird, Knollen- und Wurzelfrüchte, wie Kartoffeln, Topinambur, Süßkartoffeln, Maniok und Yamswurzeln sowie Knollenfrüchte wie Taro und Cocoyam, fallen;
13. „Nahrungs- und Futtermittelpflanzen“ sind Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden, ausgenommen Reststoffe, Abfälle und lignozellulosehaltiges Material, und Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Land;
14. „lignozellulosehaltiges Material“ ist Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen sowie Reststoffe und Abfälle aus der aus der forstbasierten Wirtschaft;
15. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ sind Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von

Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern;

16. „Biokraftstoffe“ sind flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden. Unter den Begriff „Biokraftstoffe“ fallen insbesondere nachfolgende Erzeugnisse, sofern diese als Kraftstoff oder Kraftstoffbestandteil zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren verwendet werden:
    a) „Bioethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter unvergällter Ethanol mit einem Alkoholanteil von mindestens 99% v/v.
    b) „Fettsäuremethylester“ (FAME, Biodiesel) ist ein aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellter Methylester.
    c) „Biomethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter Methanol.
    d) „Biodimethylether“ ist ein aus Biomasse hergestellter Dimethylether.
    e) „Bio-ETBE“ (Ethyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter ETBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 33%.
    f) „Bio-MTBE“ (Methyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter MTBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 22%.
    g) „Synthetische Biokraftstoffe“ sind aus Biomasse in industriellen Verfahren gewonnene Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische.
    h) „Biowasserstoff“ ist ein aus Biomasse hergestellter Wasserstoff.
    i) „Reines Pflanzenöl“ ist ein durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form.
    j) „Superethanol E 85“ sind in einem Steuerlager gemäß § 25 Abs. 2 des Mineralölsteuergesetzes 2022, BGBl. Nr. 630/1994, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 108/2022, hergestellte Gemische, die einen Gehalt an Bioethanol von mindestens 70 % und höchstens 85 % v/v aufweisen.
    k) „Hydrierte pflanzliche oder tierische Öle“ (Hydrotreated Vegetable Oil – HVO) sind in Hydrieranlagen bzw. in CO-Hydrieranlagen aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellte Kohlenwasserstoffe.
    l) „Biokraftstoffe und Biomethan, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht“ sind Biokraftstoffe, deren Rohstoffe im Rahmen von Systemen hergestellt werden, bei denen die Verdrängungseffekte von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen durch verbesserte Landbewirtschaftungsmethoden sowie den Anbau von Kulturpflanzen auf zuvor nicht für den Anbau genutzten Flächen vermieden werden, und die in Einklang mit den in § 12 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe hergestellt wurden;
    m) „Fortschrittliche Biokraftstoffe“ sind Biokraftstoffe und Biomethan hergestellt aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A;
17. „Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ sind flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biomethan, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt;
18. „wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe“ sind flüssige und gasförmige Kraftstoffe, die aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG nicht geeignet sind, hergestellt werden, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen;
19. „Ladepunkt“ ist eine Schnittstelle, mit der zur selben Zeit entweder nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder nur eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann;

19a. „Ladestation“ ist eine einzige physische Anlage an einem bestimmten Standort, die aus einem oder mehreren Ladepunkten besteht;

20. „Energiegehalt“ bezeichnet den unteren Heizwert eines Kraftstoffs, der für den Wirkungsbereich dieser Verordnung in **Anhang IX** angegeben ist;

21. „Kraftstoffbasiswert“ ist jener Wert, der auf der Grundlage der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus fossilen Kraftstoffen im Jahr 2010 berechnet wurde;
22. „Lebenszyklustreibhausgasemissionen“ sind sämtliche CO_2-, CH_4- und N_2O-Nettoemissionen, die dem Kraftstoff (einschließlich aller beigemischten Bestandteile) oder dem Energieträger zugeordnet werden können. Dies umfasst alle relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung, unabhängig vom Ort, an dem die Emissionen auftreten;
23. „Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit“ sind die Gesamtmasse der kraftstoff- oder energieträgerbedingten Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalent, geteilt durch den Gesamtenergiegehalt des Kraftstoffs oder des Energieträgers (für Kraftstoffe ausgedrückt als „unterer Heizwert“);
24. „Upstream-Emissionen“ sind sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der in **Anhang Xa** D genannte Kraftstoff hergestellt wurde;
25. „Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter“ ist die jeweilige Steuerschuldnerin oder der jeweilige Steuerschuldner nach dem Mineralölsteuergesetz 2022, BGBl. I Nr. 630/1994, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 108/2022, der Otto- oder Dieselkraftstoffe erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeugs sowie die jeweilige Abgabenschuldnerin oder der jeweilige Abgabenschuldner gemäß § 4 Erdgasabgabegesetz BGBl. Nr. 201/1996, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 63/2022, von der oder von dem gasförmige Kraftstoffe an Kraftfahrzeuge abgegeben werden;
26. „Abfälle“ sind Stoffe nach Definition gemäß § 2 Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, zuletzt geändert durch das BGBl. I Nr. 8/2021. Stoffe, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen, fallen nicht unter diese Begriffsbestimmung;
27. „Bioabfälle“ sind biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle, Nahrungsmittel- und Küchenabfälle aus Haushalten, Büros, Gaststätten, Großhandel, Kantinen, Cateringgewerbe und aus dem Einzelhandel sowie vergleichbare Abfälle aus Nahrungsmittelverarbeitungsbetrieben;
28. „Reststoff “ ist ein Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;
29. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ sind Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
30. „Tatsächlicher Wert“ ist die Einsparung an Treibhausgasemissionen bei einigen oder allen Schritten eines speziellen Biokraftstoff-Herstellungsverfahrens, berechnet gemäß der im **Anhang X** Teil C dargestellten Methode;
31. „Typischer Wert“ ist der Schätzwert der Treibhausgasemissionen und der entsprechenden Treibhausgaseinsparung bei einem bestimmten Produktionsweg für Biokraftstoffe;
32. „Standardwert“ ist der von einem typischen Wert durch Anwendung vorab festgelegter Faktoren abgeleitete Wert, der unter den in § 19 festgelegten Bedingungen anstelle eines tatsächlichen Werts verwendet werden kann;
33. „CDM-Register“ ist das Clean Developement Mechanism Register gemäß Artikel 12 des Kyoto-Protokolls, BGBl. III Nr. 89/2005, und dient der Erzeugung von Zertifikaten aus Klimaschutzprojekten des Clean Developement Mechanism (CDM);
34. „Betriebszustand“ ist ein von den Betrieben im Rahmen der Registrierung eingebrachter definierter Satz an Variablen für einen Produktionsprozess von Biokraftstoffen, der insbesondere auch die Art der Energieversorgung der Produktionsanlage, den eingesetzten Rohstoff sowie anlagen- und prozessspezifische Parameter wie Energieverbrauch und Energie- und Stoffströme umfasst. Ein Betrieb kann im Rahmen der Registrierung mehrere Betriebszustände definieren;
35. „Anbieterin oder Anbieter“ ist, wer Kraftstoff oder Energie an eine Verbraucherin oder einen Verbraucher abgibt;

36. „Begünstigte“ sind natürliche oder juristische Personen, die zur Stromanrechnung nach dieser Verordnung grundsätzlich berechtigt sind. Das sind:
    a) für Strommengen aus öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet gemäß § 2 Z 6 des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe (BGBl. I Nr. 38/2018, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 150/2021) die wirtschaftlich, technisch oder rechtlich die Hauptverantwortung haltende Ladestationsbetreiberinnen oder Ladestationsbetreiber;
    b) für Strommengen von nicht-öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet, bei denen eine nachweisliche Zuordnung zu elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen möglich ist, jene natürliche oder juristische Person, auf die im Berichtsjahr für den Zeitraum der Einreichung der Strommengen durch die Antragsberechtigten nachweislich diese elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge zugelassen waren und von denen nachweislich gemessene oder pauschalierte Strommengen im Bundesgebiet an diese elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge abgegeben wurden;
    c) für Strommengen von halb-öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet, bei denen keine nachweisliche Zuordnung von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen möglich ist, jene wirtschaftlich, technisch oder rechtlich die Hauptverantwortung haltende juristische Person, die im Berichtsjahr nachweislich messbare Strommengen im Bundesgebiet an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge für gewerblichen Zwecke an einen eingeschränkten Nutzerkreis abgegeben hat;
37. „Antragsberechtigte oder Antragsberechtigter für Strommengen“ ist eine bei der Umweltbundesamt GmbH nach § 14 Abs. 6a registrierte natürliche oder juristische Person, die zumindest eine öffentliche oder halb-öffentliche Ladestation für elektrische Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet betreibt;
38. „Freiwillige Zertifizierungssyteme“ sind Systeme, die von der Europäischen Kommission gemäß Artikel 30 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82 zugelassen werden;
39: „Zertifizierungsstellen“ sind unabhängige akkreditierte oder anerkannte Konformitätsbewertungsstellen, die mit einem freiwilligen oder nationalen System eine Vereinbarung über die Erbringung von Zertifizierungsdiensten für Rohstoffe oder Brennstoffe schließen, indem sie Audits bei Wirtschaftsteilnehmerinnen oder bei Wirtschaftsteilnehmern durchführen und Zertifikate im Namen der freiwilligen Systeme unter Verwendung des Zertifizierungssystems des freiwilligen Systems ausstellen;
40. „Meldepflichtige oder Meldepflichtiger“ ist die Substitutionsverpflichtete oder der Substitutionsverpflichtete bzw. wer Kraftstoffe gemäß § 3 Abs. 1 oder andere Energieträger für den Einsatz im Verkehrsbereich erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeuges. Ausgenommen davon sind Hersteller von Biokraftstoffen in Anlagen, die der Selbstversorgung landwirtschaftlicher Betriebe dienen, soweit diese Kraftstoffe ausschließlich in landwirtschaftlichen Betrieben im Steuergebiet verwendet werden. Die Meldepflichtige oder der Meldepflichtige ist nur unter den in Z 25 genannten Voraussetzungen Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter im Sinne der §§ 5 und 6;
41. „elNa“ – elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis – ist das elektronische nationale Biokraftstoffregister, welches von der Umweltbundesamt GmbH betrieben wird und für alle Zwecke des Monitorings von im Bundesgebiet im Straßenverkehr eingesetzter Energie und insbesondere auch der lückenlosen Erfassung der Nachhaltigkeitskriterien von Biokraftstoffen dient;
42. „Kombinierte Nomenklatur“ (KN) ist die Warennomenklatur gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 vom 23. Juli 1987über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie über den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 256 vom 07.09.1987 S. 1, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2022/1638, ABl. Nr. L 247 vom 23.09.2022 S. 67, Unterpositionen der Kombinierten Nomenklatur sind die gemeinschaftlichen Unterteilungen der Positionen dieser Nomenklatur.

Kraftstoffspezifikationen

§ 3. (1) Die im Großhandel oder Kleinverkauf feilgebotenen Kraftstoffe haben folgenden Spezifikationen zu entsprechen:

1. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 5% v/v den Spezifikationen gemäß **Anhang I** sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. September 2020;
2. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10 % v/v den Spezifikationen gemäß Anhang II sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. September 2020;
3. Dieselkraftstoffe den Spezifikationen gemäß **Anhang III** sowie ÖNORM EN 590 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 1. Juni 2022;
4. Flüssiggas den Spezifikationen gemäß **Anhang IV** sowie ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Mai 2022;
5. Erdgas und Biomethan (CNG und LNG) und Mischprodukte aus Erdgas und Biomethan den Spezifikationen gemäß **Anhang V**;
6. Fettsäuremethylester den Spezifikationen gemäß **Anhang VI** sowie ÖNORM EN 14214 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Fettsäure-Methylester (FAME) für Dieselmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2019;
7. Reines Pflanzenöl den Spezifikationen gemäß **Anhang VII**;
8. Superethanol E 85 Kraftstoff den Spezifikationen gemäß **Anhang VIII** sowie ÖNORM EN 15293 „Kraftstoffe – Ethanolkraftstoff (E 85) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Dezember 2018;
9. Die Reinheit des an Wasserstofftankstellen angebotenen Wasserstoffs muss den technischen Spezifikationen der Norm ISO 14687-2,Hydrogen fuel – Product specification – Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles (Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge), ausgegeben im November 2019, entsprechen. Das gilt für alle Wasserstofftankstellen, die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert werden. Die Norm ISO 14687-2 ist beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen;
10. Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren gemäß **Anhang VIIIa** sowie ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Oktober 2019;
11. B 10 Dieselkraftstoff gemäß **Anhang VIIIb** sowie ÖNORM 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – B10 Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Juni 2022;
12. Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) gemäß **Anhang VIIIc** sowie ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019.

(Anm.: Abs. 2 aufgehoben durch Z 4, BGBl. II Nr. 452/2022)

(3) Die in dieser Verordnung genannten Normen sind beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen.

(4) Ottokraftstoff darf für die Verwendung in älteren, besonders beschaffenen Fahrzeugen (Oldtimer) mit einem Additiv, welches die verschleißmindernde Wirkung von Bleiverbindungen ersetzt und weder eine erhöhte Gefährlichkeit des Kraftstoffs noch eine schädliche Luftverunreinigung bei der Verbrennung zur Folge haben darf, feilgeboten werden. Die Beimischung des Additivs kann in Form einer Individualdosierung bei der Betankung (Fläschchenform) erfolgen. Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

(5) Der Gehalt an dem metallischen Zusatz Methylcyclopentadienyl-Mangan-Tricarbonyl (MMT) in Kraftstoffen ist ab 1. Jänner 2011 auf 6 mg Mangan pro Liter begrenzt. Ab 1. Jänner 2014 ist dieser Gehalt auf 2 mg Mangan pro Liter begrenzt.

Prüfverfahren für Kraftstoffspezifikationen

§ 4. Die Prüfung von Kraftstoffen darauf, ob sie den in § 3 Abs. 1 festgelegten Spezifikationen entsprechen, hat auf Basis der in den Anhängen genannten Vorschriften zu erfolgen.

Substitutionsziel

§ 5. (1) Substitutionsverpflichtete, die Ottokraftstoff in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben, bezogen auf den Energiegehalt, zumindest einen Anteil von 3,4% Biokraftstoffen pro Jahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen

oder zu verwenden. Der Anteil wird am gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen oder nicht nachhaltigem aus Biomasse hergestellten Ottokraftstoff gemessen.

(2) Substitutionsverpflichtete, die Dieselkraftstoff in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben, bezogen auf den Energiegehalt, zumindest einen Anteil von 6,3% Biokraftstoffen pro Jahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen oder zu verwenden. Der Anteil wird am gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen oder nicht nachhaltigem aus Biomasse hergestellten Dieselkraftstoff gemessen.

Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biomethan

§ 6. (1) Die Substitutionsverpflichteten, die fossile flüssige oder fossile gasförmige Kraftstoffe in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben zumindest die folgenden Prozentsätze pro Jahr durch fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A zu substituieren:

1. ab dem 1. Jänner 2023: 0,2%,
2. ab dem 1 Jänner 2025: 1%,
3. ab dem 1. Jänner 2030: 3,5%.

Diese Prozentsätze werden an der gesamten Energiemenge der von der Substitutionsverpflichteten oder von den Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen oder nicht nachhaltigen aus Biomasse hergestellten Otto- und Dieselkraftstoffe und/oder des fossilen Erdgases oder nicht nachhaltigem Biomethan gemessen.

(Anm.: Abs. 2 bis 4 aufgehoben durch Z 8, BGBl. II Nr. 452/2022)

Kennzeichnung

§ 6a. (1) Die Anbieter von Kraftstoffen haben sicherzustellen, dass die Verbraucher und Verbraucherinnen über den Biokraftstoffanteil der angebotenen Kraftstoffe und über den geeigneten Einsatz der verschiedenen Kraftstoffmischungen mit Biokraftstoffanteil angemessen unterrichtet werden. Dies hat insbesondere durch die angemessene Kennzeichnung der Kraftstoffentnahmestellen zu erfolgen.

(2) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle, an der Ottokraftstoff gemäß § 3 Abs. 1 Z 2 mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10% angeboten wird, mit dem deutlich sichtbar angebrachten Hinweis „E 10“ zu versehen.

(3) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle für Otto- und Dieselkraftstoffe, die bezüglich ihres höheren Anteils an Biokraftstoffen nicht den in § 3 Abs. 1 Z 1 und 3 zitierten ÖNORMEN und Anhängen genügen, mit einer die Höhe des Biokraftstoffanteils wiedergebenden Kennzeichnung und dem Hinweis „Achtung! Nur für Fahrzeuge mit Herstellerfreigabe“ zu versehen.

(4) Werden Kraftstoffe mit metallischen Zusätzen an die Verbraucherin oder den Verbraucher abgegeben, so sind die entsprechenden Entnahmestellen mit dem Text „Enthält metallische Zusätze“ in einer angemessenen Größe in gut lesbarer Schriftart an einer deutlich sichtbaren Stelle zu kennzeichnen, wo auch die Informationen zum Kraftstofftyp angezeigt werden.

(5) Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe zur Verwendung gemäß § 3 Abs. 4 und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

Minderung der Treibhausgasemissionen

§ 7. (1) Die Meldepflichtigen haben die Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit ihrer erstmals im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlich freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet verbrachten oder verwendeten Kraftstoffe oder des Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich gegenüber dem Kraftstoffbasiswert von 94,1 CO_2-Äquivalent in g/MJ stufenweise wie folgt zu senken:

1. Ab dem Jahr 2023 um: 6,0%,
2. Ab dem Jahr 2024 um: 7,0%,
3. Ab dem Jahr 2025 um: 7,5%,
4. Ab dem Jahr 2026 um: 8%,
5. Ab dem Jahr 2027 um: 9%,

6. Ab dem Jahr 2028 um: 10%,
7. Ab dem Jahr 2029 um: 11%,
8. Ab dem Jahr 2030 um: 13%.

(2) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten oder eines Meldeverpflichteten nach Abs. 1 hat gemäß § 19a zu erfolgen.

(3) Die Minderungsverpflichtung gemäß Abs. 1 kann auch durch eine Gruppe von Meldeverpflichteten, welche zu diesem Zweck einen schriftlichen Vertrag abzuschließen haben, erfüllt werden. In diesem Falle gelten die der Gruppe angehörenden Meldeverpflichteten im Rahmen des Ausmaßes der im Vertrag genannten Kraftstoffmenge für die Zwecke des Abs. 1 als ein einzelner Verpflichteter.

Beachte für folgende Bestimmung

Die Frist nach Abs. 6 gilt für Einreichungen für das Berichtsjahr 2023 ab dem 1. Jänner 2024 (vgl. § 26 Abs. 2).

Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte

§ 7a. (1) Die Erfüllung der Verpflichtungen nach den §§ 5und 7 kann teilweise, die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 6 kann teilweise oder ganz per Vertrag auf Dritte übertragen werden, wobei die Ziele gemäß den §§ 5und 7 überwiegend durch den Substitutionspflichteten oder die Substitutionsverpflichtete selbst zu erfüllen sind. Die durch Dritte zu diesem Zweck eingesetzten Biokraftstoffe, Biomethan und erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs müssen dabei im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden und den Bestimmungen der §§ 8, 9, 12 und 13 entsprechen. Dritte können unter Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 11 jene Strommengen aus erneuerbarer Energie übertragen, die im Verpflichtungsjahr als Antrieb für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet abgegeben wurden

(2) Die von einem Dritten zur Erfüllung einer übertragenen Verpflichtung eingesetzten Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen können nicht zur Erfüllung der Verpflichtung eines weiteren Verpflichteten eingesetzt werden.

(3) Für eine Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 bedarf es eines schriftlichen Vertrags mit Angaben darüber, für welche erneuerbaren Kraftstoffe und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen, in welchem mengenmäßigen Umfang und für welchen Verpflichtungszeitraum die Übertragung der Erfüllung der Verpflichtungen durch einen Dritten gilt.

(4) Soweit ein Dritter die nach § 5, 6 und 7 erforderlichen Angaben nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird davon ausgegangen, dass der Dritte die auf ihn übertragene Erfüllung der Verpflichtung nicht erfüllt hat und somit für die Verpflichtete oder den Verpflichteten nicht anrechenbar ist.

(5) Dritte können die Erfüllung von Verpflichtungen übernehmen, wenn sie

1. selbst keinen Verpflichtungen gemäß § 5, 6 und 7 unterliegen oder
2. Verpflichtungen gemäß § 5 und/oder 6 und/oder 7 unterliegen und eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH in Bezug auf die Erfüllung ihrer Berichtspflicht gemäß § 20 in elNa vorliegt, dass ihre Verpflichtung, für das Verpflichtungsjahr bereits erfüllt wurde.

(6) Sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH bezüglich der Höhe der übertragbaren Mengen an Biokraftstoffen, Biomethan, erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gemäß § 11 und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen vorliegt, können diese Mengen in elNa vom 1. September bis zum 30. September des dem Berichtsjahr folgenden Jahres auf Dritte übertragen werden.

(7) Für die Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte ist ein Antrag in elNa zu stellen, wobei das zu verwendende Muster von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen ist. Werden die Voraussetzungen für die Verpflichtungsübertragung auf Dritte gemäß Abs. 5 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

(8) Liegt eine positive Betätigung gemäß Abs. 5 Z 2 betreffend die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß den §§ 5,6 und 7 vor, so werden darüberhinausgehende Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen, die auf die Ziele gemäß § 7 anrechenbar sind und/oder energetische Mengen an Biokraftstoffen und/oder fortschrittlichen Biokraftstoffen für die Anrechenbarkeit auf die Ziele gemäß

den §§ 5 und 6, in den Berichtsjahren 2023 bis einschließlich 2028 in elNa in das folgende Berichtsjahr übertragen. Diese Übertragung erfolgt unter der Bedingung, dass die verminderten Mengen an Treibhausgasemissionen bzw. energetischen Mengen von fortschrittlichen Biokraftstoffen nicht bereits gemäß Abs. 6 von Dritten oder auf Dritte übertragen wurden und von den Berichtspflichtigen selbst im Berichtsjahr in Verkehr gebracht wurden. Diese Emissionsmengen und/oder energetischen Mengen werden im darauffolgenden Berichtsjahr auf die Erfüllung der Ziele nach den §§ 6 und 7 angerechnet.

Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen und Upstream Emissionsreduktionen

§ 8. (1) Biokraftstoffe und Biomethan, unabhängig davon, ob die Ausgangsstoffe innerhalb oder außerhalb der Europäischen Union erzeugt wurden, werden auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß den §§ 5, 6 und 7 angerechnet, wenn die Anforderungen gemäß § 12 zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens durch die Substitutionsverpflichtete oder den Substitutionsverpflichteten erfüllt worden sind und diesbezüglich ein Nachhaltigkeitsnachweis gemäß § 13 oder § 17 vorliegt.

(2) Für Biokraftstoffe und Biomethan, hergestellt aus Abfällen, Reststoffen aus land- oder forstwirtschaftlicher Produktion einschließlich der Fischerei oder von Aquakulturen, aus Reststoffen aus der Verarbeitung, aus zellulosehaltigem Non-Food-Material oder lignozellulosehaltigem Material, gilt Folgendes:

1. Biokraftstoffe und Biomethan aus Reststoffen können als solche angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 28 und 29 definierten Bedingungen erfüllt sind.
2. Biokraftstoffe und Biomethan aus Abfällen können auf die Verpflichtungen angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 26 definierten Bedingungen erfüllt sind und sie den Bestimmungen bezüglich Abfallhierarchie und ihrer Bestimmungen zum Lebenszykluskonzept hinsichtlich der allgemeinen Auswirkungen der Erzeugung und Bewirtschaftung der verschiedenen Abfallströme gemäß Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 200/2021, entsprechen.

(3) Zur Anrechnung von Biokraftstoffen und Biomethan gemäß Abs. 2 sowie Kraftstoffen aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A auf die Verpflichtungen nach den §§ 5, 6 und 7 bedarf es für jeden spezifischen Ausgangsstoff oder im Fall von Kraftstoffen gemäß § 2 Z 17, für jeden dieser Kraftstoffe eines entsprechenden Nachweises über die Beschaffenheit, über die Herkunft, über die Verarbeitung des Ausgangsstoffs und über den Herstellungsweg des Kraftstoffs, der mittels Antrag an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln ist. Nach positiver Prüfung des Nachweises können derartige Kraftstoffe auf die entsprechenden Ziele angerechnet werden. Die Anrechenbarkeit kann eine zeitliche, regionale und mengenmäßige Beschränkung für den jeweiligen Ausgangsstoff oder Kraftstoff enthalten. Die Umweltbundesamt GmbH hat das zu verwendende Muster für einen derartigen Antrag zu veröffentlichen. Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen gemäß Abs. 1 bis 3 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

(4) Der Beitrag von Biokraftstoffen und Biomethan, die aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen hergestellt werden, wird gemäß § 7 mit maximal 7 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berücksichtigt. Das gilt nicht für Biokraftstoffe, die aus den in **Anhang XIII** aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden.

(5) Für Biokraftstoffe und Biomethan, hergestellt aus Rohstoffen, die ein hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderung aufweisen und die gemäß Artikel 3 der delegierten Verordnung (EU) 2019/807 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 im Hinblick auf die Bestimmung der Rohstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, und die Zertifizierung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, ABl. Nr. L 133 vom 21.05.2019, S. 1, als derartige Rohstoffe eingestuft werden, gilt:

1. Ab dem 1. Jänner 2021 ist die maximal anrechenbare Menge für die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß den §§ 5, 6 und 7 von Meldepflichtigen auf jene Mengen beschränkt, die von der oder vom jeweiligen Meldepflichtigen im Vergleichszeitraum 2019 im Bundesgebiet zum Zweck der Anrechnung auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß den §§ 5, 6 und 7 in den steuerrechtlich freien Verkehr gebracht wurden.
2. Ab dem 1. Juli 2021 kann kein Beitrag derartiger Biokraftstoffe mehr auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß den §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.

(6) Biokraftstoffe, die in der Luftfahrt eingesetzt werden und die Bedingungen gemäß Abs. 1 erfüllen, können auf die Verpflichtungen nach § 7 entsprechend den Bedingungen in § 7a angerechnet werden.

(7) Energieerzeugnisse mit einem Bioethanolanteil von weniger als 65 % v/v, denen Bioethanol enthaltende Waren der Unterposition 3824 90 97 der Kombinierten Nomenklatur zugesetzt werden, dürfen nicht auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach den §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.

(8) Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs können, sowohl als Kraftstoff als auch als Zwischenprodukt eingesetzt, für die Produktion konventioneller Kraftstoffe auf die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß den §§ 5 und 7 angerechnet werden. Als Voraussetzung einer Anrechenbarkeit gilt:

1. Eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 70 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.
2. Für den Anteil an erneuerbarer Elektrizität, die für die Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs für die direkte Erfüllung der Verpflichtungen gemäß den §§ 5 und 7 oder die Verwendung als Zwischenprodukt zur Produktion von Kraftstoffen genutzt wird, wird der durchschnittliche Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Bundesgebiet, gemessen zwei Jahre vor dem Verpflichtungsjahr, herangezogen. Abweichend davon kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und die für die Produktion dieser Kraftstoffe herangezogen wird, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn:
   a) die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs produziert oder
   b) die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen.

Wird die Elektrizität aus dem Netz entnommen, kann diese in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn sie ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweist sowie etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.

3. Zur Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs auf die Verpflichtungen nach den §§ 5 und 7 bedarf es einer entsprechenden nachvollziehbar unabhängig auditierten Dokumentation des Herstellungswegs und eines Nachweises der gemäß Z 2. dafür verwendeten Elektrizität, die mittels Antrag an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln ist. Der Antrag ist in elektronischer Form nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln. Nach positiver Prüfung des Antrags können derartige Kraftstoffe auf die Ziele nach § 5 und § 7 mit dem Vierfachen des Energiegehalts angerechnet werden. Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs gemäß Z 1 und 2. nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

(9) Für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen (§ 19b) auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß § 7 gilt :

1. Ab dem 1. Jänner 2023 können maximal 1 % angerechnet werden.
2. Ab dem 1. Jänner 2024 ist eine Anrechnung nicht mehr zulässig.

Vermischen von Biokraftstoffen

§ 9. (1) Lieferungen von land- und forstwirtschaftlichen Ausgangsstoffen mit einem unterschiedlichen Energiegehalt, die zur Produktion von Biokraftstoffen oder Biomethan bestimmt sind und die Anforderungen gemäß § 12 erfüllen, dürfen zur weiteren Verarbeitung vermischt werden, sofern der Umfang der Lieferungen nach ihrem Energiegehalt angepasst wird.

(2) Biokraftstoffe und/oder Biomethan, die die Anforderungen gemäß § 12 erfüllen und auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann mit Biokraftstoffen und/oder Biomethan, welche die Bestimmungen gemäß § 12 nicht erfüllen, vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 eine eindeutige Zuordnung und Verfolgung der Mengen nachhaltiger und nicht nachhaltiger Biokraftstoffe und/oder nachhaltigem und nicht nachhaltigem Biomethan sichergestellt ist.

(3) Biokraftstoffe und Biomethan, die mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften gemäß § 12 produziert wurden und die auf die Zielvorgaben nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 nachvollziehbar sichergestellt ist, dass die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch zugefügt wurden und dass diese Bilanz innerhalb eines Zeitraums von drei Monaten erreicht wird.

(4) Die Treibhausgas-Minderungsquote eines Gemisches von Biokraftstoffen ist als gewichteter Mittelwert der jeweiligen Treibhausgas-Minderungsquoten der einzelnen Biokraftstoffe zu berechnen. Die Treibhausgas-Minderungsquoten dürfen nur dann saldiert werden, wenn alle Mengen an Biokraftstoffen, die dem Gemisch beigefügt wurden, vor der Vermischung die Erfordernisse nach § 12 erfüllt haben.

Verwendung eines Massenbilanzsystems

§ 10. (1) Betriebe, die Biokraftstoffe oder Biomethan herstellen, die auf die Ziele gemäß § § 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, oder mit solchen handeln, sind verpflichtet, den lückenlosen Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien durch die Verwendung eines Massenbilanzsystems zu gewährleisten. Das Massenbilanzsystem hat insbesondere folgende Angaben zu enthalten:

1. eindeutige Angaben zur Zuordnung von eingekauften Ausgangsstoffen bzw. gehandelten und verkauften Biokraftstoffen zu Verkäufer bzw. Käufer, die eine eindeutige Identifizierung von Käufern und Verkäufern ermöglichen;
2. Datum des Ankaufs und des Verkaufs von Biokraftstoffen bzw. Ausgangsstoffen zur Biokraftstoffherstellung;
3. Daten zur Art und Menge, zum Erntejahr und zu den Anbauländern der Ausgangsstoffe;
4. Angaben zur Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gemäß § 12;
5. gemäß den Bestimmungen des § 12 Abs. 3 einen Wert für das Treibhausgas-Minderungspotenzial des produzierten, gehandelten oder verwendeten Biokraftstoffs;
6. im Fall der Verwendung von Standardwerten eine eindeutige Beschreibung des verwendeten Ausgangsstoffs.

(2) Bei der Produktion von Biokraftstoffen oder Biomethan sowie von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs sind die Angaben hinsichtlich der Nachhaltigkeitskriterien und der Lebenszyklustreibhausgasemissionen im Einklang mit folgenden Bestimmungen dem Output zuzuordnen und anzupassen:

1. Bringt die Verarbeitung der Ausgangsstoffe nur einen Output hervor, wird die Menge des produzierten Kraftstoffs und die entsprechenden Werte der Eigenschaften in Bezug auf die Nachhaltigkeit und die Einsparung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen durch Anwendung eines Umrechnungsfaktors angepasst, der das Verhältnis zwischen der Masse des Outputs und der Masse der Ausgangsstoffe zu Beginn des Verfahrens ausdrückt;
2. Bringt die Verarbeitung der Ausgangsstoffe mehrere Outputs hervor, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.

Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen

§ 11. (1) Der erneuerbare Anteil von elektrischem Strom, der durch Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher nachweislich im Verpflichtungsjahr als Antrieb für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet geladen wurde und von Begünstigten gemäß § 2 Z 36 stammt, kann einmalig auf die Verpflichtungen nach den §§ 5 und/oder 7 angerechnet werden. Die entsprechenden spezifischen österreichischen Treibhausgasemissionswerte für elektrischen Strom werden jährlich auf der Homepage der Umweltbundesamt GmbH veröffentlicht.

(2) Anträge zur Anrechnung von Strommengen bei der Umweltbundesamt GmbH sind durch Antragsberechtigte für Strommengen zu stellen. Die Mindestmenge an elektrischem Strom, die zur Anrechnung gebracht werden kann, beträgt 100 000 kWh im spezifischen Berichtsjahr.

(3) Begünstigte können einmal jährlich per Vertrag mit einer Antragsberechtigten oder einem Antragsberechtigten für den Geltungszeitraum von maximal einem Verpflichtungsjahr, zum Zwecke der Anrechenbarkeit dieser Strommenge, die Einreichung gemäß Abs. 8 ihrer, an elektrisch betriebenen Fahrzeuge abgegebene Strommengen, vereinbaren.

(4) Für nachweislich zuordenbare elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge (§ 2 Z 36 lit. b) haben die Antragsberechtigten für Strommengen Folgendes sicherzustellen:

1. Kopien der Zulassungsscheine der elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge der Begünstigten haben den Antragsberechtigten vorzuliegen;
2. die Antragsberechtigten haben sicherzustellen, dass bei Ummeldung des elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugs auf eine andere Begünstigte oder einen anderen Begünstigten oder bei Abmeldung des Kraftfahrzeugs, die Antragsberechtigte oder den Antragsberechtigten umgehend informiert werden.

(5) Von den Antragsberechtigten für Strommengen sind für alle gemäß Abs. 8 eingereichten Strommengen, ab dem Zeitpunkt der Einreichung der Daten gemäß Abs. 8, die zu Grunde liegenden Daten der Einreichung der Strommengen in einer Datenbank für die Dauer von drei Jahren aufzubewahren und im Fall einer Kontrolle gemäß § 18 zugänglich zu machen.

(6) Als Anteil an erneuerbarer Elektrizität für die Anrechnung gemäß Abs. 1 wird dabei der durchschnittliche Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen von im Bundesgebiet bereitgestelltem elektrischen Strom, gemessen zwei Jahre vor dem Verpflichtungsjahr, herangezogen.

(7) Abweichend von Abs. 6, kann Elektrizität unter folgenden Voraussetzungen in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden:

1. Die Elektrizität hat aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage zu stammen;
2. die Stromerzeugung darf weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen sein;
3. die Leistung der Anlage hat mindestens fünf Kilowattpeak aufzuweisen;
4. die Strommenge muss nachweislich gemessen für den Antrieb von Kraftfahrzeugen bereitgestellt werden,

(8) Soll der erneuerbare Anteil von Strom, der nachweislich im Verpflichtungsjahr gemäß Abs. 1 eingesetzt wurde und auf die Verpflichtungen nach § 5 und § 7 angerechnet werden, so sind im Zeitraum vom 1. Jänner bis zum 1. März des dem Verpflichtungsjahr folgenden Kalenderjahres von der Antragsberechtigten oder vom Antragsberechtigten für Strommengen einmal ein Antrag in elektronischer Form nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln, welcher insbesondere folgende Daten enthält:

1. Für Strommengen, die an öffentlich zugänglichen Ladepunkten abgegeben wurden, sind von den Antragsberechtigten Angaben zu übermitteln:
   a) zur eindeutigen Identifizierung des öffentlich zugänglichen Ladepunktes das alphanumerische Identifikationszeichen gemäß § 4a Abs. 2 des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe BGBl. I Nr. 38/2018 idF BGBl. I Nr. 150/2021;
   b) die Adresse des Ladepunktes;
   c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und
   d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an die Elektrofahrzeuge abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom.
2. Für Strommengen, die an nicht-öffentlichen Ladepunkten abgegeben wurde, sind folgende Angaben zu übermitteln:
   a) Die Fahrzeugidentifikationsnummern,
   b) die Adresse des Ladepunktes, an dem die Fahrzeuge überwiegend geladen werden,
   c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und
   d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom. Kann die abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom für die Ladung von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen am Ladepunkt nicht gemessen und nicht gemäß lit. b nachvollziehbar überprüfbar aufgezeichnet werden, so wird pro zweispurigem, vollelektrisch betriebenem Kraftfahrzeug ein pauschal anrechenbarer Betrag von 1.500 kWh pro Jahr angenommen oder ein entsprechend dem Zulassungsdatum des Fahrzeugs reduzierter aliquoter Anteil.
3. Für Strommengen, die an halböffentlichen Ladepunkten abgegeben wurden, sind folgende Angaben zu übermitteln:
   a) Unterlagen zur eindeutigen Identifizierung des halböffentlichen Ladepunktes insbesondere die Ladepunktnummer;

b) die Adresse der Ladepunkte;

c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und

d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an die Elektrofahrzeuge abgegebene gemessene energetische Menge an elektrischem Strom.

4. Die Daten gemäß Z 1, 2 und 3 sind getrennt nach den von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster zu übermitteln.

5. Soll der Anteil an Elektrizität aus einer Stromerzeugung, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen ist, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, so sind folgende Angaben zu übermitteln:

a) Ein eindeutiger Nachweis über die direkte Verbindung des Ladepunktes mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen ist,

b) der Standort der Anlage und

c) eine technische Beschreibung der Stromerzeugungsanlage und der Verbindung zur Ladestation.

(8a) Stellt die Umweltbundesamt GmbH einen Mangel in einem Antrag nach Abs. 8 fest, so kann sie der oder dem Antragsberechtigten für Strommengen die Behebung des Mangels innerhalb einer angemessenen Frist mit der Wirkung auftragen, dass der Antrag nach fruchtlosem Ablauf der Frist von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zurückgewiesen wird.

(8b) Stellt die Umweltbundesamt GmbH Mehrfachübertragungen von Begünstigten auf Antragsberechtigte oder mehrfache Beantragungen gleicher Strommengen fest, so hat die Behebung dieses Mangels von der Umweltbundesamt GmbH nach Abs. 8a zu erfolgen. Sollte die festgestellte Mehrfachübertragung nach Ablauf der Frist weiter bestehen, wird die einschlägige Menge so aufgeteilt, dass jeder und jedem Antragsberechtigten für Strommengen, die oder der von der Mehrfachübertragung betroffen ist, ein gleicher Anteil der einschlägigen Strommenge zugerechnet wird.

(9) Die Umweltbundesamt GmbH stellt nach positiver Prüfung der übermittelten Unterlagen für die nachvollziehbar abgegebene Menge an aus erneuerbarer Energie erzeugtem elektrischen Strom und die damit verbundenen Lebenszyklustreibhausgasemissionen eine Bescheinigung aus, die in Summe oder in Teilen an nach den §§ 5 und 7 Verpflichteten auf die entsprechenden Ziele gemäß § 7a nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster angerechnet werden kann. Die Umweltbundesamt GmbH übermittelt die Daten der positiv geprüften Anträge gesammelt an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die anrechenbare Menge an aus erneuerbarer Energie erzeugtem elektrischen Strom wird dabei mit dem Vierfachen des Energiegehalts auf das Ziel nach § 7 angerechnet.

(10) Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von elektrischem Strom nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, so übermittelt die Umweltbundesamt GmbH einen begründeten Bericht an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, die über den Antrag per Bescheid binnen 6 Monaten ab Antragsstellung entscheidet.

Nachhaltigkeitskriterien

§ 12. (1) Für Ausgangsstoffe von Biokraftstoffen und Biomethan, die auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach den §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, sind die in **Anhang XI** angeführten Nachhaltigkeitskriterien einzuhalten.

(2) Bei Verwendung landwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für nachhaltige Biokraftstoffe und Biomethan gelten die Anforderungen der Verordnung der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus über nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung-NLAV), BGBl. II Nr. 124/2018. Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.

(3) Für Biokraftstoffe und Biomethan, die auf die Ziele gemäß den §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, gilt Folgendes:

1. Für Biokraftstoffe und Biomethan, die in Anlagen erzeugt werden, die nach dem 5. Oktober 2015 in Betrieb gegangen sind, gilt eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 60 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;

2. Für Biokraftstoffe und Biomethan, die in Anlagen erzeugt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren, ist eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 50 % zu erfüllen gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;
3. Für Biokraftstoffe und Biomethan, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb ab dem 1. Jänner 2021 aufgenommen haben, ist eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von 65 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4. zu erfüllen;
4. Die Berechnung der durch die Verwendung von Biokraftstoffen und Biomethan erzielten Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen erfolgt gemäß § 19.

(4) Biokraftstoffe und Biomethan gelten nur dann als nachhaltig, wenn diese Biokraftstoffe oder der entsprechende Nachweis ihrer Nachhaltigkeit gemäß § 13 noch nicht in einem anderen Mitgliedstaat auf die Verpflichtung gemäß Art. 25 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen angerechnet wurden.

Nachhaltigkeitsnachweis

§ 13. (1) Die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und Biomethan ist mittels Nachhaltigkeitsnachweis nachzuweisen und zu dokumentieren.

(2) Betriebe, die im Bundesgebiet Biokraftstoffe oder Biomethan herstellen und denen keine weiteren Betriebe zur Biokraftstoff- oder Biomethanherstellung nachgelagert sind und die die Nachhaltigkeit ihrer produzierten Biokraftstoffe und/oder des produzierten Biomethans nicht ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen, dürfen für die hergestellten Biokraftstoffe und/oder Biomethan Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, sofern

1. sich diese Betriebe bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 14 registriert haben und
2. in Hinblick auf die verwendeten Ausgangsstoffe folgende Voraussetzungen vorliegen:
   a) Für landwirtschaftliche Ausgangsstoffe sind die Anforderungen der Verordnung der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus über nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung-NLAV), BGBl. II Nr. 124/2018, insbesondere hinsichtlich der Nachhaltigkeit, zu erfüllen.
   b) Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.
   c) Für nicht land- oder forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe muss ein durch die Umweltbundesamt GmbH anerkannter gleichwertiger Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie /(EU) 2018/2001 und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG erbracht werden. Dieser Nachweis hat jedenfalls eine eindeutige Identifikation des eingesetzten Ausgangsstoffs zu ermöglichen sowie gegebenenfalls im Einzelfall durch die Umweltbundesamt GmbH festzulegende weitere Angaben zu enthalten, die für eine Beurteilung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie /(EU) 2018/2001 und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG notwendig sind.

(3) Die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen hat spätestens bei Eigentumsübergang der Ware zu erfolgen. Die Nachhaltigkeitsnachweise sind unverzüglich nach der Ausstellung in elektronischer Form in elNa an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

(4) Für Biokraftstoffe, die in Betrieben in anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten hergestellt werden, und die auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, ist der Nachweis der Nachhaltigkeit gemäß § 17 zu erbringen.

(5) Für Biokraftstoffe und Biomethan, die aus Abfall oder Reststoffen, mit Ausnahme von land- oder forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus Fischerei und Aquakulturen, hergestellt worden sind und den in § 8 Abs. 2 Z 1 und 2 genannten Bedingungen entsprechen, entfällt der Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für die Ausgangsstoffe.

(6) Nachhaltigkeitsnachweise haben mindestens folgende Angaben zu enthalten:

1. den Namen und die Anschrift des ausstellenden Betriebs, der Biokraftstoffe oder Biomethan herstellt,
2. die Angabe, ob die betreffende Anlage bis inklusive 5. Oktober 2015 oder danach in Betrieb genommen wurde,
3. das Datum der Ausstellung,
4. eine den Nachweis eindeutig kennzeichnende Nummer,

5. die durch die Umweltbundesamt GmbH vergebene Registrierungsnummer oder Angaben zur Kontrollstelle, die den Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt hat und/oder die Angabe zu einem freiwilligen System gemäß Art. 30 Abs. 4 oder 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG,
6. die Menge und die Art der Biokraftstoffe und/oder Biomethan, auf die sich der Nachhaltigkeitsnachweis bezieht,
7. eine Bestätigung über die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung und
8. Angaben über
   a) Art, Menge, Erntejahr und Anbauländer bzw. Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe,
   b) die gesamten und disaggregierten Lebenszyklustreibhausgasemissionen in Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Biokraftstoff und/oder Biomethan (g CO_2eq/MJ) in Form eines Standardwerts oder eines tatsächlichen Werts,
   c) für Biokraftstoffe und Biomethan, die nicht in Anhang IX angeführt sind, den Energiegehalt in Megajoule,
   d) den Namen und die Anschrift des Käufers der Biokraftstoffe und/oder des Biomethans,
   e) Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen in Folge geänderter Landnutzung gemäß Anhang X Teil C Z 7: e_l kleiner oder gleich null,
   f) Angaben dazu, ob der Bonus gemäß Anhang X Teil C Z 7 und 8 bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen nach Anhang X Teil C Z 1 geltend gemacht wurde,
   g) Angaben dazu, ob der in Anhang X Teil C Z 1 genannte Faktor für Emissionseinsparungen durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken geltend gemacht wurde, sowie
   h) im Falle, dass bei der Produktion von Biokraftstoffen und/oder Biomethan eine Förderung gewährt wurde, Angaben zur Art der Förderregelung
9. im Fall einer Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen gemäß § 8 Abs. 2
   a) Angaben über Art, Menge und Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe und
   b) die Bestätigung der Registrierung bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 8 Abs. 2.

(7) Nachhaltigkeitsnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in elNa auszustellen.

(8) Für Nachhaltigkeits-Teilnachweise gilt Folgendes:

1. Die Umweltbundesamt GmbH stellt für Teilmengen von im Bundesgebiet produzierten oder in das Bundesgebiet importierten Biokraftstoffen und/oder Biomethan, für die bereits ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt worden ist, auf Antrag des Inhabers des Nachhaltigkeitsnachweises Nachhaltigkeits-Teilnachweise in elNa aus. Der Antragsteller hat sich vorab gemäß § 14 Abs. 6 einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Die Nachhaltigkeits-Teilnachweise werden nach Vorlage des Nachhaltigkeitsnachweises, der in Teilnachweise aufgeteilt werden soll, ausgestellt. Die Nummer des ursprünglichen Nachhaltigkeitsnachweises ist zu stornieren, die Nachhaltigkeits-Teilnachweise haben neue Nummern zu erhalten, die mit der ursprünglichen Nachhaltigkeitsnummer auf den neuen Nachhaltigkeits-Teilnachweisen aufzuscheinen haben.
2. Der Inhalt der Nachhaltigkeits-Teilnachweise hat Abs. 6 zu entsprechen. Nachhaltigkeits-Teilnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in elNa auszustellen.

Registrierung

§ 14. (1) Betriebe, die Biokraftstoffe oder Biomethan produzieren und die im Bundesgebiet Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, können sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren lassen. Die Registrierung erfolgt elektronisch über elNa. Im Rahmen der Registrierung prüft die Umweltbundesamt GmbH für die vom Betrieb eingebrachten definierten Betriebszustände die Erfüllung der Anforderungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen.

(2) Teil der Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung von elNa.

(3) Mit der Registrierung erhält jeder Betrieb für die vom Betrieb eingebrachten und von der Umweltbundesamt GmbH geprüften Betriebszustände eine eindeutige Registrierungsnummer, die auf den ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweisen anzuführen ist. Ab Erhalt einer Registrierungsnummer ist dieser

Betrieb befähigt, für die im Rahmen der Registrierung geprüften definierten Herstellungsprozesse Nachhaltigkeitsnachweise in elNa auszustellen.

(4) Betriebe haben die Registrierung umgehend zu erneuern, wenn einer der folgenden Umstände eintritt:

1. Es soll eine Registrierung für weitere Betriebszustände erfolgen.
2. Für die Erfüllung der Verpflichtung gemäß § 12 Abs. 3 wird eine der folgenden Änderungen vorgenommen:
   a) Der verwendete Standardwert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
   b) Von der Verwendung eines Standardwerts wird auf die Berechnung eines tatsächlichen Werts umgestellt.
   c) Der verwendete tatsächliche Wert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
3. Es treten sonstige wesentliche Änderungen im Herstellungsprozess in Bezug auf die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gegenüber der erstmaligen Registrierung auf.

(5) Änderungen gemäß Abs. 4 und Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. Die Umweltbundesamt GmbH hat auf Basis der eingebrachten Unterlagen die Änderungen gegenüber der Erstregistrierung zu prüfen und bei Vorliegen der Voraussetzungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen die Registrierung des Betriebs zu bestätigen. Bei Nichtvorliegen der Voraussetzungen erlischt die Registrierung.

(6) Betriebe, die nach § 2 Z 40 meldepflichtig sind oder die Biokraftstoffe und/oder Biomethan im Bundesgebiet produzieren und die Nachhaltigkeit ihrer gesamten produzierten Biokraftstoffe und/oder des produzierten Biomethans ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen sowie Betriebe, die Kraftstoffe handeln, die im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden, haben sich bei der Umweltbundesamt GmbH einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Teil der vereinfachten Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung von elNa. Mit der vereinfachten Registrierung erhält jeder Betrieb eine eindeutige Registrierungsnummer. Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. Voraussetzungen für eine Registrierung und vereinfachte Registrierung ist eine Zertifizierung aller Standorte an denen nachhaltige Biokraftstoffe und/oder Biomethan produziert, gehandelt oder gelagert werden durch ein in Österreich anerkanntes Zertifizierungssystem. Für bereits registrierte Betriebe ist dieser Nachweis bis 1. Jänner 2024 zu erbringen.

(6a) Antragsberechtigte für Strommengen gemäß § 2 Z 37 müssen sich bei der Umweltbundesamt GmbH bis spätestens 31. Jänner des dem Berichtsjahr folgenden Jahres registrieren. Im Rahmen der Registrierung ist nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster

1. ein Nachweis über den Betrieb mindestens einer öffentlichen oder halb-öffentlichen Ladestation zu erbringen sowie
2. eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung zu absolvieren, insbesondere bezüglich der zu verwendenden elektronische Vorlage sowie der Verwendung von elNa.

(7) Eine Zertifizierungsstelle, die von einem in Österreich anerkannten Zertifizierungssystem anerkannt ist und in Österreich Betriebe hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen gemäß den §§ 8, 9, 10, 12 und 13 auditiert, muss sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren. Für Zertifizierungsstellen, die bis 31. Dezember 2022 in Österreich Audits gemäß den §§ 8, 9, 10, 12 und 13 durchgeführt haben, hat diese Registrierung bis spätestens 1. Jänner 2024 zu erfolgen.

(8) Die Umweltbundesamt GmbH hat ein Verzeichnis der registrierten Betriebe, der Antragsberechtigten für Strommengen und der Zertifizierungsstellen zu führen und zu veröffentlichen.

Anerkennung von Nachhaltigkeitsnachweisen von anderen Mitgliedstaaten und Drittstaaten

§ 17. (1) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union stammen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn sie durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt sind.

(2) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus Drittstaaten stammen und die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 18 Abs. 4 und 6 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7c Abs. 4 und 6

der Richtlinie 98/70/EG auf Basis eines Vertrags, den die Europäische Union mit einem Drittstaat geschlossen hat, den Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG entsprechen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

(3) Nachhaltigkeitsnachweise, die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 30 Abs. 4 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG auf Basis freiwilliger nationaler oder internationaler Regelungen die Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG erfüllen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

(Anm.: Abs. 4 aufgehoben durch Z 32, BGBl. II Nr. 452/2022)

Überprüfung und Kontrolle

§ 18. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ist berechtigt, die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung zu kontrollieren. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann sich dabei unter Bedachtnahme auf die Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit der Umweltbundesamt GmbH bedienen, die im Rahmen ihrer gemäß § 6 des Umweltkontrollgesetzes, BGBl. I Nr. 152/1998, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 40/2014, übertragenen Aufgaben tätig wird. In diesem Fall ist das Ergebnis der Prüfung in Form eines Kurzberichts an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu übermitteln. Die Weisungsbefugnis der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bleibt unberührt.

(2) Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 3 sind gemäß Art. 8 der Richtlinie 98/70/EG, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513, stichprobenartig durchzuführen.

(3) Für die folgenden risikobasierten und stichprobenartig durchgeführten spezifischen Kontrollen gilt Folgendes:

1. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 5 6, und 7 und 7a sind insbesondere auf Basis der Berichte gemäß § 20 durchzuführen. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Verpflichtungen, die Substitutions- und Meldeverpflichtete treffen, können auch in deren Betrieben vor Ort durchgeführt werden. Im Rahmen der vor Ort Kontrollen sind auf Verlangen die entsprechenden Verträge gemäß §§7, 7a und 11 vorzulegen.
2. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 9, 10 und 12 werden bei den Betrieben vor Ort durchgeführt. Werden im Rahmen der Überprüfung Mängel bei der Überwachung bezüglich der Einhaltung der Bestimmungen festgestellt, so ist der entsprechende Betrieb aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben und die Behebung der Mängel nach einer neuerlichen Kontrolle vorzuweisen. Bei einem schweren Mangel durch den die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien nicht mehr sichergestellt ist, dürfen bis zum Zeitpunkt der Mängelbehebung keine Nachhaltigkeitsnachweise mehr ausgestellt werden. Die Nichtbehebung von festgestellten Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.
3. Die Kontrolle der gemäß § 20 übermittelten Daten kann bei den Berichtspflichtigen vor Ort erfolgen.
4. Für die Prüfung der Anrechnungsvoraussetzungen gemäß § 11 sind von den Antragsberechtigten für Strommengen (§ 2 Z 37) innerhalb einer angemessenen Frist entsprechende Unterlagen zur Prüfung vorzulegen. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 11 können bei den Antragsberechtigten für Strommengen vor Ort durchgeführt werden. Werden im Rahmen der Kontrolle Mängel festgestellt, so ist die entsprechende Antragsberechtigte oder der Antragsberechtigte für Strommengen aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben. Die Nichtbehebung von festgestellten schweren Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.
5. Für die Kontrolle der Arbeitsweise der Zertifizierungsstelle übermitteln diese auf Antrag der Umweltbundesamt GmbH alle relevanten Informationen, die zur Überwachung der Arbeitsweise erforderlich sind, einschließlich genauer Angaben zu Datum, Uhrzeit und Ort der Durchführung der Audits bei auditierten Unternehmen. Die Kontrolle kann auch vor Ort begleitend im Rahmen eines Audits der Zertifizierungsstelle bei einem Unternehmen erfolgen. Werden im Rahmen der Überprüfung Mängel festgestellt, so ist die entsprechende Zertifizierungsstelle aufzufordern,

diese in angemessener Frist zu beheben. Die Nichtbehebung von festgestellten schweren Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.

(4) Die zu kontrollierenden Substitutions-, Berichtspflichtigen, Antragsberechtigten für Strommengen und Zertifizierungsstellen haben die für die Kontrolltätigkeit notwendigen Auskünfte zu erteilen, Einsichtnahme in die Aufzeichnungen zu gewähren, auf Verlangen unentgeltlich Ausdrucke, Kopien oder Datensätze zur Verfügung zu stellen sowie Zutritt zu den Betriebsstätten zu gestatten. Die Überwachungstätigkeit ist während der Betriebszeiten in angemessener Weise durchzuführen.

(5) Sollten bei einer Kontrolle der Umweltbundesamt GmbH ein oder mehrere schwere Mängel nach Abs. 3 festgestellt werden, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie nach Übermittlung des Berichts nach Abs. 1 über den befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung (Abs. 3 Z 2, Z 4 und Z 5) des oder der Betroffenen per Bescheid binnen 6 Monaten ab dem Tag der Kontrolle entscheiden.

(6) Nach einem rechtskräftigen dauerhaften Entzug der Registrierung ist eine erneute Registrierung möglich, wenn die Umweltbundesamt GmbH nach einer im Vorfeld der Registrierung durchzuführenden Kontrolle keine schweren Mängel feststellt. Sollte die Umweltbundesamt GmbH einer erneuten Registrierung nicht zustimmen, kann der oder die Betroffene einen Antrag auf Entscheidung über die Möglichkeit einer erneuten Registrierung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie per Bescheid stellen.

Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen und Biomethan

§ 19. (1) Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und/oder Biomethan erzielte Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen wird berechnet

1. unter Verwendung eines Standardwerts sofern
   a) ein solcher Wert gemäß Anhang X Teil A oder Teil B für die Treibhausgasemissionseinsparung für den Herstellungsweg festgelegt ist und
   b) der gemäß Anhang X Z 7 errechnete Wert für diese Biokraftstoffe und/oder Biomethan kleiner oder gleich null ist,
2. unter Verwendung eines gemäß der in Anhang X Teil C festgelegten Methodologie errechneten tatsächlichen Wertes oder
3. unter Verwendung eines als Summe der in der Formel in Anhang X Teil C Z 1 genannten Faktoren berechneten Wertes, wobei zum Teil die disaggregierten Standardwerte gemäß Anhang X Teil D und E, zum Teil die nach der Methodologie in Anhang X Teil C errechneten tatsächlichen Werte verwendet werden können.

(2) Für die zur Berechnung von tatsächlichen Werten von Lebenszyklustreibhausgasemissionen notwendigen grundlegenden spezifischen Annahmen und Faktoren sind die von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte zu verwenden.

(3) Für im Bundesgebiet hergestellte Biokraftstoffe und Biomethan, für die keine Standardwerte gemäß **Anhang X** vorliegen, sind für die Emissionsberechnungen tatsächlichen Werte oder die im Verlautbarungsblatt der Agrarmarkt Austria oder die durch die Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte heranzuziehen.

(4) Für die Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 12 Abs. 3 ist der Referenzwert von 94 CO_2-Äquivalent in g/MJ zu verwenden.

(Anm.: Abs. 5 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 259/2014)

Berechnung der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe und Energieträger von Meldepflichtigen

§ 19a. (1) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten oder eines Meldeverpflichteten gemäß § 7 erfolgt entsprechend **Anhang Xa** Teil A.

(2) Die für die Berechnung gemäß Abs. 1 benötigten Mengen der einzelnen Kraftstoffarten ergeben sich aus den übermittelten Daten gemäß **Anhang I** Tabelle 1 Z 17 „POSITIONSDATEN e-VD“ Buchstabe d „Menge“, Buchstabe f „Nettogewicht“ und Buchstabe o „Dichte“ der Verordnung (EU) 2022/1636 der Kommission vom 5. Juli 2022 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2020/262 des Rates durch Festlegung von Struktur und Inhalt der im Zusammenhang mit der Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren ausgetauschten Dokumente und durch Festlegung von Schwellenwerten für Verluste aufgrund der Beschaffenheit der Waren, ABl. Nr. L 247 vom 23.09.2022 S. 2.

(3) Die Umrechnung der Kraftstoffmengen in die unteren Heizwerte erfolgt für Biokraftstoff- und Biomethanmengen anhand der in **Anhang IX** aufgeführten Energiedichten und für Mengen von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs anhand der im **Anhang Xa** Teil B angeführten Werte.

(4) Für die Berechnung der Energiemengen gemeinsam verarbeiteter Ausgangsstoffe oder Kraftstoffmengen gilt Folgendes:

a) Die Verarbeitung umfasst jede Veränderung während des Lebenszyklus eines gelieferten Kraftstoffs oder Energieträgers, die zu einer Veränderung der Molekularstruktur dieses Erzeugnisses führt. Die Zugabe eines Denaturierungsmittels fällt nicht unter diese Verarbeitung.

b) Die Menge Biokraftstoffe, die zusammen mit Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs verarbeitet wird, gibt den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung wieder. Die Menge des mitverarbeiteten Biokraftstoffs wird gemäß **Anhang X** Teil C Z 17 des anhand der Energiebilanz und der Effizienz des Mitverarbeitungsprozesses bestimmt.

c) Werden unterschiedliche Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen vermischt, so berücksichtigen die Meldeverpflichteten Menge und Art der einzelnen Biokraftstoffe in der Berechnung und teilen sie im Rahmen der Berichtspflicht gemäß § 20 mit.

d) Die Menge des gelieferten Biokraftstoffs und/oder Biomethans, die nicht die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 erfüllt, wird als fossiler Kraftstoff gezählt.

e) Für die Zwecke von Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 1, zuletzt geändert durch die Berichtigung ABl. Nr. L 105 vom 21.04.2016 S. 24, wird ein E85-Benzin-Ethanol-Gemisch als separater Kraftstoff berechnet.

(5) Die Upstream-Emissions-Reduktionen (UER) werden entsprechend den Anforderungen des § 19b ermittelt.

(6) Die Treibhausgasintensität jedes Kraftstoffs oder Energieträgers ist wie folgt zu berechnen:

a) Die Treibhausgasintensität von fossilen Kraftstoffen und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ist die in Spalte 4 der Tabelle in **Anhang Xa** Teil D aufgelistete gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität je Kraftstoffart.

b) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen und Biomethan, die die Nachhaltigkeitskriterien gemäß § 12 erfüllen, wird gemäß § 19 berechnet. Wurden die Daten zu den Lebenszyklustreibhausgasemissionen entsprechend einer Übereinkunft oder einem System gemäß § 17 Abs. 3 gewonnen, so werden diese Daten auch zur Bestimmung der Treibhausgasintensität dieser Biokraftstoffe herangezogen.

c) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen und Biomethan, die die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 nicht erfüllen, entspricht der Treibhausgasintensität des entsprechenden fossilen, aus konventionellem Rohöl oder -gas gewonnenen Kraftstoffs.

d) Die Treibhausgasintensität von elektrischem Strom wird für Österreich nach den geeigneten internationalen Normen durch die Umweltbundesamt GmbH berechnet und jährlich veröffentlicht.

e) Bei der Berechnung der Treibhausgasintensität gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs und von Biokraftstoffen gilt, dass die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die zusammen mit fossilen Kraftstoffen verarbeitet werden, den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung wiedergibt.

Upstream Emissions-Reduktionen

§ 19b. (1) Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten gemäß § 2 Z 24, die in einem beliebigen Land bei Förderstellen von fossilen Rohstoffen bzw. im Upstream Bereich generiert wurden, können von einem nach § 7 Verpflichteten zur Anerkennung eingereicht und auf die Treibhausgasintensität eines beliebigen Kraftstoffes angerechnet werden. Die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele gemäß § 7 kann erfolgen, wenn

1. die Upstream Emissions-Reduktionen nur auf den die Upstream-Emissionen betreffenden Teil der durchschnittlichen Standardwerte für Ottokraftstoff, Diesel, komprimiertes Erdgas (CNG, LNG) oder Flüssiggas (LPG) angewendet werden; die Obergrenzen für die Anrechnung sind gemäß **Anhang Xa** Teil E zu berechnen und einzuhalten;
2. sie mit Projekten in Verbindung stehen, aus denen die ersten Emissions-Reduktionen nachweislich nach dem 1. Januar 2011 generiert wurden und nachweislich im jeweiligen Verpflichtungsjahr erbracht wurden.
3.

a) ein in Österreich positiv beurteilter Projektantrag entsprechend Abs. 2 vorliegt, die Abschätzung und Validierung der Upstream Emissions-Reduktionen im Rahmen dieses Projekts gemäß Abs. 3 durchgeführt wurden und ein positiv beurteilter Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 vorliegt oder

b) ein Nachweis für Reduktionen aus Upstream Emissionen für das jeweilige Verpflichtungsjahr aus Systemen anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union, die von Österreich anerkannt sind, vorliegt. Dieser Nachweis ist nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn dieser Nachweis durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt ist oder

c) wenn Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten stammen, deren zertifizierte Emissionsreduktionen in einem Register entsprechend § 43 des Emissionszertifikategesetzes 2011 – EZG 2011, BGBl. I Nr. 118/2011, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 128/2015, registriert sind, oder gemäß § 47 Umweltförderungsgesetz – UFG, BGBl. I Nr. 185/1993, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2020, registriert sind oder deren Löschung im CDM-Register in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurde; die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:

aa) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 Z 40 iVm § 7,

bb) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;

4. im Land, in dem die entsprechenden Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;
5. für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen ein Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 an die Umweltbundesamt GmbH gerichtet wurde;
6. Die Umweltbundesamt GmbH hat eine Liste der im Zuge der anlassbezogenen Prüfung des jeweiligen Systems in Österreich anerkannten Systeme und Nachweise für Reduktionen aus Upstream Emissionen aus anderen Mitgliedstaaten zu veröffentlichen.

(2) Der Antrag für ein in Österreich anzuerkennendes Projekt zur Reduktion von Upstream Emissionen muss den folgenden Bedingungen entsprechen:

1. Der Antrag ist ab 1. Jänner 2019 und danach jeweils bis spätestens 1. April des dem Verpflichtungsjahres folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten, die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen.
2. Der Antrag hat folgende Angaben in deutscher Sprache zu enthalten:
   a) Namen und die Anschrift des Projektträgers;
   b) Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Validierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
   c) Optional Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
   d) das Startdatum des Projekts, jenes Datum, an dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt generiert wurden;
   e) die geschätzten erwarteten jährlichen Upstream- Emissionsreduktionen in gCO_2-Äq;
   f) den Zeitraum im Verpflichtungsjahr, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt werden;
   g) das Datum, ab dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt erreicht werden sollen;
   h) den der Emissionsquelle am nächsten gelegene Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle. Im Falle von Projekten mit räumlich verteilten Standorten der Emissionsreduktionen ist der geographische Mittelpunkt des Projekts zu wählen;
   i) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO_2-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs, sowie eine Beschreibung, wie die Baseline-Emissionen geschätzt wurden;
   j) die verwendeten Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3;

(Anm.: lit. k aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

l) eine Projektdokumentation, die eine technische Beschreibung der Projekttätigkeit, des Projektziels, der Systemgrenzen und der Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3 umfasst;

m) Die Dokumentation aller relevanten Quellen, Senken und Reservoire für Treibhausgasemissionen, die mit dem Projekt in Zusammenhang stehen;

n) Die Dokumentation darüber, dass durch die Durchführung des Projekts zusätzliche Einsparungen von Upstream Emissionen möglich sind, die im Vergleich zum wahrscheinlichsten Referenzfall ohne die Durchführung eines derartigen Projektes nicht generiert werden könnten;

o) Eine Darstellung der geplanten Überwachungstätigkeit und die Dokumentation der Überwachungstätigkeit der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Projekttätigkeit durch den Projektträger entsprechend den Bestimmungen der ÖNORM EN ISO 14064-2 „Treibhausgase – Teil 2: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung, Überwachung und Berichterstattung von Reduktionen der Treibhausgasemissionen oder Steigerungen des Entzugs von Treibhausgasen auf Projektebene“, ausgegeben am 15. November 2019. Die Ergebnisse der Überwachung müssen dabei eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 über die Prüfung von Treibhausgasemissionsberichten und Tonnenkilometerberichten sowie die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/91/EG, ABl. Nr. L 275 vom 25.10.2003 S. 32, zuletzt geändert mit Beschluss (EU) 2015/1814 ABl. Nr. L 264 vom 09.10.2015 S. 1, und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG, ABl. Nr. L 181 vom 12.07.2012 S. 30;

p) Angaben darüber, ob eine Antragstellung im Zusammenhang mit erwarteten Upstream Emissions-Reduktionen aus diesem bereits in einem anderen Mitgliedstaat erfolgt oder geplant ist;

q) Ein Nachweis, dass in den Ländern, in denen die Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden, oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;

r) Einen Validierungsbericht gemäß Abs. 3 Z 4, der eine zusätzliche Emissionsminderung durch die Projekttätigkeit erwarten lässt;

s) Optional einen oder mehrere Verifizierungsberichte gemäß Abs. 3 Z 4.

3. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erteilt nach positiver Prüfung des Antrags durch die Umweltbundesamt GmbH eine schriftliche Zustimmung über die grundsätzliche Anerkennung des beantragten Projekts hinsichtlich der Anrechenbarkeit von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Verpflichtungen gemäß § 7 und teilt dabei eine eindeutige nicht wiederverwendbare Nummer für das Projekt mit, mit der das Projekt, das Berechnungsverfahren und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden können. Werden die Voraussetzungen für die grundsätzliche Anerkennung des Projekts gemäß Abs. 1 bis 2 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid abzulehnen.

(3) Upstream Emissions-Reduktionen (UER) im Rahmen eines Projekts, das in Österreich entsprechend eines Antrags gemäß Abs. 2 anerkannt werden soll, müssen nach den folgenden Bestimmungen abgeschätzt, validiert und verifiziert werden:

1. Upstream Emissions-Reduktionen haben nach Grundsätzen und Normen geschätzt zu werden, die in ÖNORM EN ISO 14064, „Treibhausgase“, ÖNORM EN ISO 14065 „Treibhausgase – Anforderungen an Validierungs- und Verifizierungsstellen für Treibhausgase zur Anwendung bei der Akkreditierung oder anderen Formen der Anerkennung“, ausgegeben am 15. Juli 2013 und ISO 14066, „Greenhouse gases — Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams“, ausgegeben am 15. April 2011, festgelegt sind.
2. Die Berechnung der Emissionen hat gemäß dem Prinzip der Konservativität zu erfolgen und alle relevanten Quellen, Senken und Reservoire für Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen. Die Prüfung der Zusätzlichkeit der Einsparungen von Upstream Emissionen hat gemäß der ÖNORM EN ISO 14064 zu erfolgen.
3. Projekte gemäß Abs. 2 müssen validiert und verifiziert werden, wobei Validierungs- und Verifizierungsstellen grundsätzlich zwei verschiedene Stellen sein müssen. Auf Antrag durch den

Projektträger beim BMNT können in begründeten Fällen diesbezügliche Ausnahmen gewährt werden.

4. Die Validierung des Projekts hat vor Ort und anhand von Unterlagen entsprechend den in den ÖNORM EN ISO 14064, ÖNORM EN ISO 14065, und ISO 14066 festgelegten Grundsätzen durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Validierungsstelle zu erfolgen. Die Überprüfung der Methoden für die Berechnung von Upstream Emissions-Reduktionen muss dabei mit ÖNORM ISO 14064-3 „Treibhausgase – Teil 3: Spezifikation mit Anleitung zur Validierung und Verifizierung von Erklärungen über Treibhausgase“ vom 15. November 2019, im Einklang stehen.
5. Die Verifizierung, Berichterstattung und Überprüfung der Upstream Emissions-Reduktionen und der Baseline-Emissionen muss im Einklang mit ÖNORM EN ISO 14064 durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Verifizierungsstelle erfolgen. Die Ergebnisse der Verifizierung müssen eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012. Die Verifizierung muss anhand der Überwachungsberichte sowie anderer Unterlagen und vor Ort durchgeführt werden.

(4) Die Anrechnung von zertifizierten Emissionsreduktionen gemäß Abs. 1 Z 3c als Upstream Emissions-Reduktionen ist möglich, sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH vorliegt, dass

1. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projekten oder Projektteilen im Sinn des § 2 Z 24 stammen und der als Nachweis notwendige Monitoring-Report sich auf das jeweilige Verpflichtungsjahr bezieht;
2. die erforderlichen Daten an die Umweltbundesamt GmbH übermittelt wurden, die eine eindeutige Identifikation des Projekts und der daraus resultierenden Emissionsreduktionen im Sinn des § 2 Z 24 ermöglichen;
3. die zertifizierten Emissionsreduktionen in den Registern gemäß § 43 EZG 2011 oder § 47 UFG durch die Umweltbundesamt GmbH gelöscht wurden oder die im CDM-Register gelöschten zertifizierten Emissions-Reduktionen (CER) in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurden. Die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:
   a) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 Z 39 iVm § 7
   b) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;
4. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projekttätigkeiten nicht durch eine Maßnahme nach Artikel 11a Abs. 9 der Richtlinie 2003/87/EG von der Anrechnung auf einen europäischen Emissionshandel ausgeschlossen sind.

(5) Ein Antrag hinsichtlich der Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf das Ziel gemäß § 7 muss unter Einhaltung der folgenden Bedingungen durch einen Verpflichteten bzw. durch eine Gruppe von Verpflichteten gemäß § 7 oder im Falle der Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen des § 7 auf Dritte gemäß § 7a durch Dritte gestellt werden. Die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen. Der Antrag ist bis spätestens 30. Juni des dem Verpflichtungsjahr folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten und hat folgende Angaben zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Antragstellers;
2. Name und Anschrift der vom Projektträger beauftragten Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechenden Akkreditierungsurkunde gemäß § 19b Abs. 3 Z 4;
3. die Menge der Upstream Emissions- Reduktionen, die auf die Ziele gemäß § 7 angerechnet werden sollen;
4. im Falle eines in Österreich anerkannten Projekts zur Reduktion der Upstream Emissionen die Projektnummer des zugrunde liegenden Projekts gemäß Abs. 2 Z 3 und die entsprechenden Verifizierungsberichte;
5. im Falle eines Nachweises gemäß Abs. 1 Z 3b und c die entsprechenden Unterlagen, die eine nachvollziehbare überprüfbare Dokumentation der Nachweise ermöglichen;
6. eine Erklärung des Antragstellers, dass die anrechenbaren Upstream Emissions-Reduktionen nicht bereits in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union geltend gemacht wurde oder eine Geltendmachung beabsichtigt wird.

(6) Die Anträge gemäß Abs. 2 und Abs. 5 sind durch die Umweltbundesamt GmbH zu prüfen, wobei im Falle von Unklarheiten und unzureichenden Angaben durch die Umweltbundesamt GmbH gestellt

werden können. Die Umweltbundesamt GmbH ist dabei auch berechtigt, die Beilegung einer Übersetzung durch eine gerichtlich beeidete Dolmetscherin oder einen gerichtlich beeideten Dolmetscher zu fordern. Im Falle eines positiv beurteilten Antrages gemäß Abs. 5 hat die Umweltbundesamt GmbH die entsprechenden Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele nach § 7 anzurechnen, den mit einer eindeutigen Nummer versehenen Antrag zu veröffentlichen und die zur Identifikation der angerechneten Upstream Emissions-Reduktionen notwendigen Daten unverzüglich an die für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen zuständige Behörde der anderen Mitgliedstaaten zu senden. Werden die Voraussetzungen für den Antrag nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Beachte für folgende Bestimmung

Die Frist nach Abs. 4 gilt für Einreichungen für das Berichtsjahr 2023 ab dem 1. Jänner 2024 (vgl. § 26 Abs. 2).

Berichtspflicht

§ 20. (1) Berichtspflichtiger ist

1. der Meldepflichtige,
2. der Betrieb, der im laufenden Kalenderjahr Nachhaltigkeitsnachweise ausgestellt oder weitergegeben hat.

(2) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 Z 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie jährlich einen Bericht vorzulegen, der insbesondere folgende Angaben zu enthalten hat:

1. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten, verwendeten oder gehandelten Mengen aller flüssigen und gasförmigen fossilen Kraftstoffe und Energieträger für den Einsatz im Straßenverkehr unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts.
2. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller Biokraftstoffe oder Biomethan, unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts, untergliedert nach:
   a) den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 genügen sowie den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 nicht genügen und
   b) den Mengen, die aus den Ausgangsstoffen in **Anhang XII** Teil B und **Anhang XIII** angeführten Rohstoffen hergestellt wurden. Werden unterschiedliche Rohstoffe verwendet, so geben die Meldepflichtigen die Menge des Endprodukts für jeden Einsatzstoff an, die im Berichtsjahr in den verbrauchsteuerrechtlich freien Verkehr gebracht wurde.
3. einen Nachweis über die in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller sonstigen erneuerbaren Kraftstoffe für den Einsatz in Kraftfahrzeugen, mit Angaben zur Art und Menge der Kraftstoffe. Ausgenommen davon sind die Mengen an nach § 11 anrechenbarem elektrischen Strom für den Einsatz im Straßenverkehr;
4. einen Nachweis über alle gemäß § 19a Abs. 4 gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffmengen mit Angaben zur Art und Menge der einzelnen Ausgangsstoffe sowie Ort und Zeitpunkt der Herstellung des Endprodukts;
5. einen Nachweis, dass die zur Zielerreichung gemäß den §§ 5, 6 und 7 anzurechnende erneuerbare Energie den Kriterien nach den §§ 8, 11 und 12 entspricht, sowie eine tabellarische Auflistung der einzelnen Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten für die erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbrachten oder verwendeten Biokraftstoffe und/oder Biomethan und
6. die Höhe der nach § 19 berechneten Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen und Biomethan und nach § 19a der Treibhausgasintensität jedes einzelnen in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Kraftstoffs und Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich pro Energieeinheit und den spezifischen Summenwert, gemäß den jeweiligen Anteilen an der Gesamtmenge im jeweiligen Berichtsjahr. Die Berechnungsergebnisse nach § 19 sind einschließlich der vorläufigen Mittelwerte der geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und Biomethan gemäß **Anhang XII** anzugeben.

7. Bei den entsprechend §19b Abs. 1 Z 5 anzurechnende UERs sind für jedes einzelne anzurechnende UER Projekt folgende Angaben zu berichten:
   a) das Startdatum des Projekts;
   b) die jährlichen Emissionsreduktionen in CO_2-Äquivalent in g/MJ;
   c) den Zeitraum, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt wurden;
   d) den der Emissionsquelle am nächsten gelegenen Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle;
   e) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO_2-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs;
   f) die nicht wiederverwendbare Nummer des Zertifikats, mit der das System und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden;
   g) die nicht wiederverwendbare Nummer, mit der das Berechnungsverfahren und das entsprechende System eindeutig identifiziert werden;

   (Anm.: lit. h aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

(3) Wird die Erfüllung einer Verpflichtung gemäß § 7a auf Dritte übertragen, so haben

1. die Dritten auf Grund ihrer vertraglichen Verpflichtung die erforderlichen Nachweise gemäß Abs. 2 zu den von ihnen in Verkehr gebrachte Menge der unterschiedlichen Kraftstoffe und Energieträger zu übermitteln;
2. die Verpflichteten Angaben über die vertraglich übernommene Erfüllung der Verpflichtungen durch Dritte mitzuteilen;

(4) Die Nachweise gemäß Abs. 2 und § 7, mit Ausnahme der Nachweise gemäß § 19b, haben bei der Umweltbundesamt GmbH in elektronischer Form bis zum 1. Mai des dem Verpflichtungsjahrs folgenden Jahres einzulangen.

(5) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie für den Zeitraum eines Quartals spätestens bis zum darauf folgenden Quartalsende eine tabellarische Auflistung der einzelnen ausgestellten, in Verkehr gebrachten oder gehandelten Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten in elNa zu übermitteln.

(6) Die Daten für alle Berichtspflichten sind in elNa oder durch von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichte Muster in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

Kostenersatz

§ 21. Die Umweltbundesamt GmbH kann für folgende Tätigkeiten einen angemessenen Kostenersatz von den Betrieben einheben:

1. Registrierung bzw. Änderung der Registrierung in elNa von Betrieben, die Biokraftstoffe oder Biomethan herstellen oder handeln sowie für Antragsberechtigte für Strommengen und Zertifizierungsstellen (§ 14);
2. Überprüfung und Kontrolle (§§ 13, 17, 18);
3. Registrierung und Zulassung von Biokraftstoffen und Biomethan aus Abfällen und Reststoffen, die auf das Substitutionsziel nach den §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen;
4. Antragsprüfung zur Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (§§ 11 und 14);
5. Antragsprüfung für UER-Projekte und Antragsprüfung für die Anrechnung von UER-Emissionen (§ 19b); Antragsprüfung und Umwandlung von zertifizierten Emissionsreduktionen in Upstream Emissions-Reduktionen (§ 19b Abs. 4);
6. Prüfung des Antrags zur Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte (§ 7a);

(Anm.: Z 7 aufgehoben durch Z 59, BGBl. II Nr. 452/2022)

Ausgleichsbetrag

§ 22. (1) Kommt ein Verpflichteter seinen Verpflichtungen nach den §§ 5, 6 oder 7 nicht nach, wird für die nach dem Energiegehalt und/oder der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe oder Energieträger berechnete Fehlmenge ein Ausgleichsbetrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgesetzt.

1. In den Fällen der Nichterreichung der Ziele gemäß den §§ 5 und 6 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages für den nicht substituierten energetischen Anteil 43 Euro pro Gigajoule.
2. In den Fällen der Nichterreichung des Ziels gemäß § 7 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages

a) für das Berichtsjahr 2023 für die ersten 5 %-Punkte 600 Euro pro Tonne CO2 Äquivalent und für den letzten 1 %-Punkt 15 Euro pro Tonne CO2 Äquivalent,

b) ab dem Berichtsjahr 2024 für das gesamte Ziel 600 Euro pro Tonne CO2 Äquivalent.

(2) Soweit im Falle der Verpflichtungen gemäß den §§ 5, 6 und 7 Dritte ihre vertraglich übernommene Erfüllung von Verpflichtungen nicht leisten, wird der Ausgleichsbetrag gegenüber dem Verpflichteten mit Bescheid festgelegt.

(3) Soweit der Verpflichtete oder die Verpflichtete die nach § 20 erforderlichen Angaben nicht oder nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird entsprechend der vom Verpflichteten oder der Verpflichteten im vorangegangenen Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Mengen an Kraftstoffen die für die Zielsetzungen im Verpflichtungsjahr ausschlaggebende Menge geschätzt und als Basis für die Berechnung der Höhe des Ausgleichsbetrages per Bescheid festgelegt. Die Schätzung unterbleibt, soweit die tatsächliche Menge im Rahmen des Ermittlungsverfahrens festgestellt werden kann.

Inkrafttreten und Außerkrafttreten

§ 23. (1) Diese Verordnung tritt mit Ablauf des Tages ihrer Kundmachung in Kraft; gleichzeitig tritt die Kraftstoffverordnung 1999, BGBl. II Nr. 418, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 168/2009, außer Kraft. Ausgenommen davon ist § 6a Abs. 5, Z 1 und 2, welcher bis 31. Dezember 2012 in Kraft bleibt.

(2) § 2 Z9, § 2 Z 17-22, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 6, 8, § 10 Satz 1, § 11 Z 2, § 12 Abs. 1, § 13 Abs. 6 Z 8, § 19 Abs. 1 und Abs. 3, Anhang I (1), (2), (3), (5), Anhang II (1), (2), (3), (5), Anhang III (1), (2) (3), Anhang IV, Anhang VIII, Anhang X und Anhang XI in der Fassung des BGBl. II Nr. 259/2014 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(3) § 3 Abs. 1 Z 8 und 9, sowie § 24 Z 1, 3 und 4 in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 196/2017, treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung in Kraft.

(4) § 1 Abs. 1 und 2, § 2 Z 1-36, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 5, 8, 9, 10 bis 12 und Abs. 4, §§ 5, 6 und 6a, § 7 Abs. 1 und 2, § 7a, § 8, § 9 Abs. 1 und 2, § 10 1. Satz und Z 6, § 11, §12, § 13 Abs. 2 und Abs. 2 Z 2 lit.c, § 13 Abs. 3 bis 5, Abs. 6 Z 2, Z 5, Z 9, § 13 Abs. 7 1. Satz und Abs. 8 Z 1 1. Satz und Z 2, § 14 Abs. 1 und 2, Abs. 3 2. Satz, Abs. 6 und 6a, § 17 Abs. 2, 3 und 4, § 18 Abs. 1 bis 4, § 19 Abs. 1 Z 1 lit.b und Z 3, Abs. 3 und 4, §§ 19a und 19b, § 20 Abs. 2 bis 6, §§ 21 und 22, § 23 Abs. 4 und 5, § 24 Z 3, 5 und 6, § 25, Anhänge I bis XIV in der Fassung des BGBl. II Nr. 86/2018 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(5) § 2 Z 5 und 28, § 3 Abs. 1 Z 3, 4, 6, 8, 10 bis12, § 6 Abs. 2 und 4, § 7Abs. 1, § 7a Abs. 6 und 7, § 8 Abs. 3 bis 7, § 11 Abs. 4, § 18 Abs. 1, § 19b Abs. 1 Einleitungsteil und Z 1 und 2, Z 3 lit. b) und lit. c), Abs. 2 Z 1, Abs. 2 Z 2 lit. f, Abs. 2 Z 3, Abs. 4 Z 3, Abs. 5 und 6, § 20 Abs. 2 Einleitungsteil, Abs. 2 Z 1, Abs. 4 und 5, § 22 Abs. 1 und 3, und § 24 Z 7 Anhang II Abs. 3, Anhang III Abs. 1 bis 3, Anhang IV samt Überschrift, Tabelle und Abs. 1, Anhang VI inkl. Überschrift, Tabelle, Abs. 1 lit. a bis c *(Anm.: offensichtlich Z 1 bis 3 gemeint)*, Anhang VIII inkl. Überschrift und Tabelle und Fußnoten 1-2, Anhang VIIIa inkl. Überschrift, Tabelle, Fussnote 1 bis 2, Anhang VIIIb inkl. Überschrift, Tabelle, Fußnote 11, Anhang VIIIc inkl. Überschriften und Unterüberschriften, Fußnote 12 bis 21, Anhang IX Tabelle, Anhang X, C. Methodologie Z 1 und Z 14 jeweils in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 630/2020 treten mit 1. Jänner 2021 in Kraft; zugleich treten § 2 Z 29 und 30, § 19b Abs. 2 Z 2 lit.k, § 20 Abs. 2 Z 1 lit. a bis c und Z 7 lit. h und Anhang XIV außer Kraft

Umsetzung von Unionsrecht

§ 24. Mit dieser Verordnung werden

1. die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 16,
2. die Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998 S. 58, geändert durch die Richtlinie 2009/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 88,
3. die Richtlinie 2011/63/EU zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen zwecks Anpassung an den technischen Fortschritt, ABl. Nr. L 147 vom 02.06.2011 S. 15,
4. Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. Nr. L 307 vom 28.10.2014 S. 1,

5. die Richtlinie (EU) 2015/1513 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1,
6. die Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen, ABl. Nr. L 107 vom 25.04.2015 S. 26,
7. die Richtlinie (EU) 2018/2001, Artikel 26, zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82,

umgesetzt.

Sprachliche Gleichbehandlung

§ 25. Die in dieser Verordnung verwendeten geschlechtsspezifischen Begriffe und Bezeichnungen schließen jeweils die männliche und weibliche Form gleichermaßen ein.

Übergangsbestimmung zur Kraftstoffverordnungs-Novelle 2023

§ 26. (1) Die Kraftstoffverordnungs-Novelle 2023 tritt mit Ausnahme des § 11 mit 1. Jänner 2023 in Kraft.

(2) Die Fristen nach den §§ 7a Abs. 6,und 20 Abs. 4 gelten für Einreichungen für das Berichtsjahr 2023 ab dem 1. Jänner 2024

(3) Der § 11 dieser Novelle tritt für das Berichtsjahr 2023 mit 1.1.2024 in Kraft; gleichzeitig tritt der § 11 in der Fassung BGBl. II Nr. 630/2020 außer Kraft

Anhang I

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor

Typ: Ottokraftstoff

Merkmal (1)	Einheit	Grenzwerte (2)	
		Mindestwert	Höchstwert
Research - Oktanzahl		95 (3)	--
Motor - Oktanzahl		85	--
Dichte (bei 15 °C)	kg/m^3	720,0	775,0
Mangangehalt	mg/l	-	2
Oxidationsstabilität	min	360	--
Abdampfrückstand (gewaschen)	mg/100 ml	-	5
Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50 °C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	
Aussehen		klar und trübungsfrei	
Dampfdruck, Sommerperiode (4)	kPa	--	60,0
Siedeverlauf:	% v/v		
– bei 100°C verdunstet		46,0	--
– bei 150°C verdunstet		75,0	--
Analyse der Kohlenwasserstoffe:			
– Olefine	% v/v	--	18,0
– Aromaten	% v/v	--	35,0
– Benzol	% v/v	--	1,0
Sauerstoffgehalt	% m/m	--	2,7
Sauerstoffhaltige Komponenten			
– Methanol (dem Stabilisatoren hinzuzufügen sind)	% v/v	-	3
– Ethanol (gegebenenfalls sind Stabilisatoren erforderlich)	% v/v	-	5
– Isopropylalkohol	% v/v		Volumenbeimischungen

– Tertiarer Butylalkohol	% v/v		sind auf einen
– Isobutylalkohol	% v/v		Sauerstoffgehalt von
– Ether, die 5 oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten	% v/v		maximal 2,7 % (m/m) beschränkt
– Sonstige sauerstoffhaltige Komponenten (5)	% v/v		
Schwefelgehalt	mg/kg	--	10
Bleigehalt	mg/l	--	5

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, genannten Verfahren.

(2) Die in der Spezifikation angegebenen Werte sind „tatsächliche Werte“. Bei der Festlegung ihrer Grenzwerte wurden die Bestimmungen der ÖNORM EN ISO 4259 „Mineralölerzeugnisse – Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren“ vom 1. April 2007 angewendet, und bei der Festlegung eines Mindestwerts wurde eine Mindestdifferenz von 2 R über Null berücksichtigt (R = Reproduzierbarkeit). Die Ergebnisse der einzelnen Messungen werden auf Grundlage der in ISO 4259 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

(3) Unverbleites Normalbenzin darf mit einer Mindest-Motor-Oktanzahl (MOZ) und Mindest-Research-Oktanzahl (ROZ) nach ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, in Verkehr gebracht werden.

(4) Die Sommerperiode beginnt spätestens am 1. Mai und endet nicht vor dem 30. September.

(5) Andere Monoalkohole und Ether, deren Siedepunkt nicht höher liegt als in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, angegeben.

Anhang II

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor

Typ: Ottokraftstoff

Parameter[1]	Einheit	Grenzwerte[2]	
		Minimum	Maximum
Research-Oktanzahl		95[3]	–
Motor-Oktanzahl		85	–
Dampfdruck, Sommerperiode[4]	kPa	–	60,0
Dichte (bei 15 °C)	kg/m^3	720,0	775,0
Mangangehalt	mg/l	-	2
Oxidationsstabilität	min	360	--
Abdampfrückstand (gewaschen)	mg/100 ml	-	5
Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50 °C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	
Aussehen		klar und trübungsfrei	
Siedeverlauf:			
– verdampft bei 100°C	% v/v	46,0	–
– verdampft bei 150°C	% v/v	75,0	–
Analyse der Kohlenwasserstoffe:			
– Olefine	% v/v	–	18,0
– Aromaten	% v/v	–	35,0
– Benzol	% v/v	–	1,0
Sauerstoffgehalt	% m/m		3,7
Sauerstoffhaltige Komponenten			
– Methanol	% v/v		3,0

– Ethanol (Stabilisierungsmittel können notwendig sein)	% v/v		10,0
– Isopropylalkohol	% v/v	–	12,0
– Tertiärer Butylalkohol	% v/v	–	15,0
– Isobutylalkohol	% v/v	–	15,0
– Ether, die fünf oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten	% v/v	–	22,0
– sonstige sauerstoffhaltige Komponenten[5]	% v/v	–	15,0
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
Bleigehalt	g/l	–	0,005

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, genannten Verfahren. Es können gegebenenfalls die Analysemethoden verwenden, die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, ersetzenden Normen genannt sind, wenn diese nachweislich mindestens den gleichen Genauigkeitsgrad wie die ersetzten Analysemethoden aufweisen.

(2) Die in der Spezifikation angegebenen Werte sind „tatsächliche Werte“. Bei der Festlegung ihrer Grenzwerte wurden die Bestimmungen der ÖNORM EN ISO 4259 „Mineralölerzeugnisse – Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren“ vom 1. April 2007 angewendet, und bei der Festlegung eines Mindestwerts wurde eine Mindestdifferenz von 2 R über Null berücksichtigt (R= Reproduzierbarkeit). Die Ergebnisse der einzelnen Messungen werden auf Grundlage der in ÖNORM EN ISO 4259 vom 1. April 2007 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

(3) Unverbleites Normalbenzin darf mit einer Mindest-Motor-Oktanzahl (MOZ) und Mindest-Research-Oktanzahl (ROZ) nach ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, in Verkehr gebracht werden.

(4) Die Sommerperiode beginnt spätestens am 1. Mai und endet nicht vor dem 30. September.

(5) Andere Monoalkohole und Ether, deren Siedepunkt nicht höher liegt als in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. Juli 2017, angegeben.

Anhang III

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Kompressionszündungsmotor

Typ: Diesel

Parameter (1)	Einheit	Grenzwerte (2)	
		Minimum	Maximum
Cetanzahl		51,0	–
Dichte bei 15°C	kg/m (3)	–	845,0
Siedeverlauf			
– 95 Vol % rückgewonnen bei:	°C	–	360,0
Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe	% m/m	–	8,0
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
FAME-Gehalt – EN 14078	% v/v	–	7,0 (3)

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 590 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 1. Juni 2022 genannten Verfahren.“

(2) Die in den Spezifikationen angegebenen Werte sind „tatsächliche Werte“. Bei der Festlegung ihrer Grenzwerte wurden die Bestimmungen der ÖNORM EN ISO 4259 „Mineralölerzeugnisse – Präzision von Messverfahren und Ergebnissen, Teil 1: Bestimmung der Präzisionsdaten von Prüfverfahren vom 1. April 2020 angewendet, und bei der Festlegung eines Mindestwerts wurde eine Mindestdifferenz von 2 R über Null berücksichtigt (R = Reproduzierbarkeit). Die Ergebnisse der einzelnen Messungen werden auf der Grundlage der in ISO 4259 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

(3) FAME erfüllt die Anforderungen der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2019.

Anhang IV

Spezifikationen für Flüssiggas gemäß der ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Mai 2022

Eigenschaft [1]	**Einheit**	**Grenzwerte**	
		Minimum	**Maximum**
Klopffestigkeit, MOZ (MOZ: Motor-Octanzahl)		89,0	
Gesamtgehalt an Dienen	% (m/m)		0,5
1,3-Butadien	% (m/m)		0,09
Propangehalt	% (m/m)	20	
Schwefelwasserstoff		Nicht nachweisbar	
Gesamtschwefelgehalt (nach Odorierung)	mg/kg		30
Kupferstreifen-Korrosion (1 h bei 40 °C)	Korrosions-grad	Klasse 1	
Abdampfrückstand	mg/kg		60
Dampfdruck, Manometerdampfdruck, bei 40°C	kPa		1 550
Dampfdruck, Manometerdampfdruck bei einer Temperatur von: für Klasse A: -10° C für Klasse B: -5° C für Klasse C: 0° C für Klasse D: +10° C für Klasse E: +20° C	kPa	150	
Wassergehalt		bestanden	
Geruch		Unangenehm und spezifisch bei 20% der unteren Entflammbarkeitsgrenze	

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Mai 2022, genannten Verfahren.

Anhang V

Kraftstoffspezifikationen für Erdgas (CNG und LNG) und Biomethan und Mischprodukte aus Erdgas und Biomethan

Merkmal	Einheit	Grenzwerte		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffentlichung
Relative Dichte		0,55	0,65	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016
Brennwert (2)	MJ/m^3	38,5	46	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016

Wobbe Index (2)	MJ/m^3	47,7	56,5	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016
Staub	Technisch frei				

(2) Bei 1,01325 bar und 0°C.

Anhang VI

Spezifikation für Fettsäuremethylester gemäß der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2019

Eigenschaft[1]	Einheit	Grenzwerte	
		min.	max.
Fettsäure-Methyl-Ester-Gehalt	% (m/m)	96,5	–
Dichte bei 15°C[a]	kg/m^3	860	900
Viskosität bei 40°C[b]	mm^2/s	3,50	5,00
Flammpunkt	°C	101	–
Cetanzahl[c]	–	51,0	–
Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	
Oxidationsstabilität, 110°C	h	8,0	–
Säurezahl	mg KOH/g	–	0,50
Iodzahl	g Iod/100 g	–	120
Gehalt an Linolensäure-Methylester	% (m/m)	–	12,0
Gehalt an mehrfach ungesättigten Fettsäuremethylestern mit ≥ 4 Doppelbindungen	% (m/m)	–	1
Methanol-Gehalt	% (m/m)	–	0,20
Monoglycerid-Gehalt	% (m/m)	–	0,70
Diglycerid-Gehalt	% (m/m)	–	0,20
Triglycerid-Gehalt	% (m/m)	–	0,20
Gehalt an freiem Glycerin	% (m/m)	–	0,02
Gehalt an Gesamt-Glycerin	% (m/m)	–	0,25
Wassergehalt	% (m/m)	–	0,05
Gesamtverschmutzung[c]	mg/kg	–	24
Asche-Gehalt (Sulfat-Asche)	% (m/m)	–	0,02
Schwefel-Gehalt	mg/kg	–	10,0
Gehalt an Alkali-Metallen (Na+K)	mg/kg	–	5,0
Gehalt an Erdalkali-Metallen (Ca+Mg)	mg/kg	–	5,0
Phosphor-Gehalt	mg/kg	-	4,0

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 15. Juli 2019, genannten Verfahren.

1. Die Dichte kann im Temperaturbereich von 20°C bis 60°C gemessen werden. Dabei ist eine Temperaturkorrektur mit der in Anhang C der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 15. Juli 2019, angegebenen Gleichung durchzuführen.
2. Falls der CFPP -20°C oder weniger beträgt, muss die Viskosität bei -20°C gemessen werden und darf nicht 48 mm^2/s überschreiten. In diesem Fall ist ÖNORM EN ISO 3104 „Mineralölerzeugnisse – Durchsichtige und undurchsichtige Flüssigkeiten – Bestimmung der kinematischen Viskosität und Berechnung der dynamischen Viskosität“ vom 1. September 1999 wegen des nicht-Newton’schen Verhaltens in einem zwei-Phasen-System nur ohne die zugehörigen Präzisionswerte anwendbar.
3. Zur Bestimmung der Gesamtverschmutzung ist die ÖNORM EN 12662 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Bestimmung der Verschmutzung in Mitteldestillaten“ ausgegeben am 1. August 2008 heranzuziehen.

Anhang VII

Kraftstoffspezifikationen für reines Pflanzenöl

Merkmal	Einheit	Grenzwert		Prüfverfahren	
		Mindest-wert	Höchst-wert	Verfahren	Veröffentlichung
Dichte	kg/m^3	900	930	ÖNORM EN ISO 3675	1. Oktober 1999
				ÖNORM EN ISO 12185	1. Dezember 1997
Flammpunkt nach Pensky-Martens	°C	220		ÖNORM EN ISO 2719	1. November 2016
Heizwert(1)	kJ/kg	35 000		DIN 51900-3	Jänner 2005
Kinematische Viskosität (40°C)	mm^2/s		38	ÖNORM EN ISO 3104	1. September 1999
Kälteverhalten				Rotationsviskosimetrie	
Zündwilligkeit				Prüfverfahren wird evaluiert	
Koksrückstand	Masse-%		0,40	ÖNORM EN ISO 10370	1. Juni 2015
Iodzahl	g/100 g	100	120	ÖNORM EN 14111	1. Oktober 2003
Schwefelgehalt	mg/kg		10	ÖNORM EN ISO 20884	1. Juli 2011
				ÖNORM EN ISO 20846	1. Februar 2012
Variable Eigenschaften					
Gesamt-verschmutzung	mg/kg		25	ÖNORM EN 12662	1. September 2014
Neutralisations-zahl	mg KOH/kg		2,0	ÖNORM EN 14104	1. Oktober 2003
Oxidations-stabilität (110°C)	h	5,0		ÖNORM EN 14112	1. Dezember 2016
Phosphorgehalt	mg/kg		15	ÖNORM EN 14107	1. Oktober 2003
Aschegehalt	Masse-%		0,01	ÖNORM EN ISO 6245	1. Juli 2003
Wassergehalt	Masse-%		0,075	ÖNORM ISO 12937	1. Februar 2003

(1) Der typische Wert liegt bei 37 500 kJ/kg.

Die Spezifikationen werden nach Vorliegen einer europäischen Standardisierung angepasst bzw. ergänzt.

Anhang VIII

Kraftstoffspezifikationen für Superethanol E 85 gemäß ÖNORM EN 15293 „Kraftstoff für Kraftfahrzeuge – Ethanolkraftstoff (E 85) für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Dezember 2018

Tabelle 1 – Anforderungen für Superethanol E 85

Eigenschaft[1]	**Einheit**	**Grenzwerte**	**Grenzwerte**
		min.	max.
Dichte (bei 15°C)	kg/m^3	755,0	800,0
Oxidationsstabilität	min	360	–
Abdampfrückstand (gewaschen)	mg/100ml	–	5
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Klassifizierung	Klasse 1	Klasse 1
Gesamtsäurezahl (angegeben als Essigsäure)	%(m/m)	–	0,005
elektrische Leitfähigkeit	µS/cm	–	1,5
Methanolgehalt	% (V/V)	–	1,0
Höhere gesättigte Monoalkohole (C3-C5)	% (V/V)	–	6,0
Aussehen[2]		klar und farblos	
Wassergehalt	% (m/m)	–	0,400
Gehalt an anorganischem Chlorid	mg/kg	–	1,2
Phosphorgehalt[c]	mg/l	–	0,15
Schwefelgehalt[c]	mg/kg	–	10,0
Sulfatgehalt	mg/kg	–	2,6

(Anm.: Abs. 1 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

---

1 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 15293 „Kraftstoff für Kraftfahrzeuge – Ethanolkraftstoff (E 85) für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 1. Dezember 2018 genannten Verfahren.

2 Auf Umgebungstemperatur oder bei 15°C, je nachdem welcher Wert höher ist, und vor einer möglichen Einfärbung zu bestimmen.

Anhang VIIIa

Spezifikationen für Paraffinischen Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren gemäß ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Oktober 2019

Anforderungen für Paraffinische Dieselkraftstoffe

Eigenschaft[1]	Einheit	Grenzwerte Klasse A	Grenzwerte Klasse A	Grenzwerte Klasse B	Grenzwerte Klasse B
		Min	Max	Min	Max
Cetanzahl		70,0	–	51,0	–
Dichte bei 15°C	kg/m^3	765,0	800,0	780,0	810,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	–	über 55,0	–
Viskosität bei 40°C	mm^2/s	2,000	4,500	2,000	4,500
Destillation					
%(V/V)aufgefangen bei 250° C	%(V/V)		≤65		≤65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85		85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360		360

Schmierfähigkeit, korrigierter „Durchmesser der Verschleißkalotte“ (en:wear scar diameter)(WSD1,4) bei 60°C	µm	–	460	–	460
FAME-Gehalt[2]	%(V/V)	–	7,0	–	7,0
Mangangehalt	mg/l	–	2,0	–	2,0
Gesamtaromatengehalt[3]	%(m/m)	–	1,1	–	1,1
Schwefelgehalt	mg/kg	–	5,0	–	5,0
Koksrückstand (von 10% Destillationsrückstand)	%(m/m)	–	0,30	–	0,30
Aschegehalt	%(m/m)	–	0,010	–	0,010
Wassergehalt	% (m/m)	–	0,02	–	0,02
Gesamtverschmutzung	mg/kg	–	24	–	24
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	Klasse1	Klasse 1	Klasse 1
Oxidationsstabilität	g/m³ h	– 20,0[4]	25 –	– 20,04	25 –

1 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Oktober 2019 genannten Verfahren

2 FAME muss die Anforderungen der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 15. Juli 2019, erfüllen“.

3 Der Gesamtaromatengehalt beinhaltet polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe. Entspricht das Produkt dem in der Tabelle angegebenen Grenzwert, entspricht es auch dem derzeit gesetzlich festgelegten Grenzwert für den Gehalt an polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen

4 Für paraffinischen Dieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

(Anm.: Fußnote 5 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

Anhang VIIIb

Spezifikationen für B10 Dieselkraftstoff gemäß ÖNORM 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – B10 Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Juni 2022

Allgemein anwendbare Anforderungen für Dieselkraftstoff B 10

Eigenschaft[6]	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Cetanzahl		51,0	–
Cetanindex		46,0	–
Dichte CFPP Klassen A und B bei 15°C	kg/m³	820,0	845,0
Dichte CFPP Klassen E und F bei 15°C	kg/m³	815,0	845,0
Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe	%(m/m)	–	8,0
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
Mangangehalt	mg/l	–	2,0
Flammpunkt	°C	≥55,0	–
Koksrückstand (von 10%	%(m/m)	–	0,30

Destillationsrückstand)			
Aschegehalt	%(m/m)	–	0,010
Wassergehalt	%(m/m)	–	0,020
Gesamtverschmutzung	mg/kg	–	24
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	Klasse 1
Fettsäure-Metylester-Gehalt (FAME-Gehalt)[8]	% (V/V)	–	10,0
Oxidationsstabilität [8a]	g/m^3 h		25 –
Oxidationsstabilität für Dieselkraftstoff mit mehr als 2,0 % (V/V) FAME [8a]	h min	20 oder 60	-
Schmierfähigkeit, „wear scar diameter“ bei 60 °C [9]	µm	-	460
Viskosität bei 40°C	mm^2/s	2,000	4,500
Destillation[10, 11]			
%(V/V)aufgefangen bei 250°C	%(V/V)		<65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360

6 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – B10 Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1.Jänner 2017 genannten Verfahren

8 FAME muss die Anforderungen der EN 14214 erfüllen

8a Dieselkraftstoff mit mehr als 2,0 % (V/V) FAME besteht die zusätzliche Anforderung, die Oxidationsstabilität entweder nach EN 15751 oder EN 16091 zu prüfen.

9 Die Schmierfähigkeit eines Dieselkraftstoffs, unabhängig von seinem FAME-Gehalt, muss den HFRR-Grenzwert von maximal 460 µm einhalten. Dieselkraftstoff mit mehr als 4,0 % (V/V) FAME hat allgemein eine gute Schmierfähigkeit mit HFRR unter 460 µm und erfordert nicht unbedingt eine HFRR-Prüfung, solange keine negativen Erfahrungen bekannt sind.

10 Für die Berechnung des Cetanindex werden außerdem die Gewinnungspunkte für 10% (V/V), 50% (V/V) und 90% (V/V) benötigt

11 Die Destillationsgrenzen bei 250° und 350° gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

Anhang VIIIc

Spezifikationen für Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) gemäß ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) — Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019

Allgemein anwendbare Anforderungen für Kraftstoff mit hohem FAME-Gehalt (B 20)

Eigenschaft[12]	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Fettsäuremetylester-Gehalt (FAME)[13]	% (V/V)	14,0	20,0
Cetanzahl		51,0	–

Dichte bei 15°C	kg/m^3	820,0	860,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	–
Viskosität bei 40°C	mm^2/s	2,000	4,620
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
Mangangehalt	mg/kg	–	2,0
Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe[14]	% (m/m)	–	8,0
Aschegehalt	% (m/m)	–	0,010
Wassergehalt	% (m/m)	–	0,026
Gesamtverschmutzung[15]	mg/kg	–	24
Oxidationsstabilität	h	20,0	
Destillation[16]			
% (V/V) aufgefangen bei 250°C	%(V/V)		≤65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360

Allgemein anwendbare Anforderungen für Kraftstoff mit hohem FAME-Gehalt (B 30)

Eigenschaft[17]	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Fettsäuremetylester-Gehalt (FAME)[18]	% (V/V)	24,0	30,0
Cetanzahl		51,0	–
Dichte bei 15°C	kg/m^3	825,0	865,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	–
Viskosität bei 40°C	mm^2/s	2,000	4,650
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
Mangangehalt	mg/l	–	2,0
Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe[19]	% (m/m)	–	8,0
Aschegehalt	% (m/m)	–	0,010
Wassergehalt	% (m/m)	–	0,029
Gesamtverschmutzung[20]	mg/kg	–	24
Oxidationsstabilität	h	20,0	–
Destillation[21]			
% (V/V) aufgefangen bei 250°C	%(V/V)		≤65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360

12 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019 genannten Verfahren

13 FAME muss die Anforderungen der ÖNORM EN 14214 vom 15. Juli 2019 erfüllen

(Anm.: Fußnote 14 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

15 Wenn die Probe nicht innerhalb von 30 min filtriert wird, muss das Ergebnis als Nichteinhaltung der Spezifikation angegeben werden

16 Die Destillationsgrenzen bei 250° und 350° gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

17 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019 genannten Verfahren

18 FAME muss die Anforderungen der ÖNORM EN 14214 vom 15. Juli 2019 erfüllen

(Anm.: Fußnote 19 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 630/2020)

20 Wenn die Probe nicht innerhalb von 30 min filtriert wird, muss das Ergebnis als Nichteinhaltung der Spezifikation angegeben werden

21 Die Destillationsgrenzen bei 250°C und 350°C gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

Anhang IX

Energiegehalt von Kraftstoffen gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001

Kraftstoff	Gewichtspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)	Dichte	
			Wert	Einheit
Aus Biomasse und/oder durch Biomasseverarbeitung hergestellte Kraftstoffe				
Reines Pflanzenöl (durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch unverändert, sofern es für den betreffenden Motorentyp geeignet ist und die entsprechenden Emissionsanforderungen erfüllt)	37	34	0,919	kg/l
Biodiesel — Fettsäuremethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Methylester)	37	33	0,892	kg/l
Biodiesel — Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Ethylester)	38	34		
Biomethan	50	–	0,730	kg/m[3(a)]
Hydriertes Pflanzenöl (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes Pflanzenöl) zur Verwendung als Dieselkraftstoff	44	34	0,773	kg/l
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	45	30		
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	24		
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz	43	36		

(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	44	32		
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	23		
Erneuerbare Kraftstoffe, die aus verschiedenen erneuerbaren Quellen produziert werden können, darunter auch Biomasse				
Methanol aus erneuerbaren Quellen	20	16	0,800	kg/l
Ethanol aus erneuerbaren Quellen	27	21		
Propanol aus erneuerbaren Quellen	31	25		
Butanol aus erneuerbaren Quellen	33	27	0,818	kg/l
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemisch) zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz)	44	34	0,773	kg/l
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz)	44	33		
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flüssiggasersatz)	46	24		kg/l
DME (Dimethylether)	28	19	0,679	kg/l
Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen	120			
ETBE (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Ethyl-Tertiär-Butylether)	36 (davon 33% aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 33% aus erneuerbaren Quellen)	0,750	kg/l
MTBE (auf der Grundlage von Methanol hergestellter Methyl-Tertiär-Butylether)	35 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)	26 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)	0,743	kg/l
TAEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	29 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	0,763	kg/l
TAME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)	36 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	28 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)		
THxEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)		
THxME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)	38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)		
Ottokraftstoff	43	32	0,744	kg/l

Dieselkraftstoff	43	36	0,837	kg/l
CNG[(a)]	49,2	–	0,728	kg/m^3
LNG	–	22	0,430	kg/l

(a) Einheit „kg/m^3“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

Anhang X

Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen und des entsprechenden Vergleichswerts für fossile Brennstoffe zum Treibhauseffekt

A. Typische Werte und Standardwerte für Biokraftstoffe und Biomethan bei Herstellung ohne Netto – CO_2-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen;

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	67%	59%
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	77%	73%
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	73%	68%
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	79%	76%
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	58%	47%
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	71%	64%
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventionellen-Anlagen)	48%	40%
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (*))	55%	48%
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	40%	28%
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	69%	68%
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	47%	38%
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	53%	46%
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	37%	24%
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage	67%	67%

(*))		
Ethanol aus Zuckerrohr	70%	70%
Ethyl-Tertiär-Butylether /ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether /TAEE) Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Biodiesel aus Raps	52%	47%
Biodiesel aus Sonnenblumen	57%	52%
Biodiesel aus Sojabohnen	55%	50%
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken) 32 %	36%	19%
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	51%	45%
Biodiesel aus Altspeiseöl	88%	84%
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	84%	78%
Hydriertes Rapsöl	51%	47%
Hydriertes Sonnenblumenöl	58%	54%
Hydriertes Sojaöl	55%	51%
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	34%	22%
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	53%	49%
Hydriertes Altspeiseöl	87%	83%
Hydrierte tierische Fette (**)	83%	77%
Reines Rapsöl	59%	57%
Reines Sonnenblumenöl	65%	64%
Reines Sojaöl	63%	61%
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	40%	30%
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	59%	57%
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	59%	57%
Reines Altspeiseöl	98%	98%

BIOMETHAN FÜR DEN VERKEHRSSEKTOR (*1)			
Biomethan-produktionssystem	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Gülle	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	117 %	72 %
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	133 %	94 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	190 %	179 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	206 %	202 %
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	35 %	17 %

	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	51 %	39 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	52 %	41 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	68 %	63 %
Bioabfall	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	43 %	20 %
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	59 %	42 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	70 %	58 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	86 %	80 %
(*1) Die Treibhausgaseinsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO2eq/MJ.			

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird..

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (1) als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

BIOMETHAN — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS (*1)			
Biomethan-produktions-system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung (1)	62 %	35 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung (2)	78 %	57 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	97 %	86 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	113 %	108 %
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	53 %	29 %
	Offenes Gärrückstandslager,	69 %	51 %

	Abgasverbrennung		
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	83 %	71 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	99 %	94 %
Mist/Gülle — Mais 60 % – 40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	48 %	25 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	64 %	48 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	74 %	62 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	90 %	84 %

(*1)
Die Treibhausgaseinsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO2eq/MJ.

(1)
Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH4/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

(2)
Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

B. Geschätzte typische Werte und Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 2016 nicht oder nur in vernachlässigbaren Mengen auf dem Markt waren, bei Herstellung ohne Netto-CO_2-Emission infolge von Landnutzungsänderungen

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Weizenstroh	85%	83%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	83%	83%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	82%	82%
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	83%	83%
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	84%	84%
DME aus Kulturholz in Einzelanlage	83%	83%
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	84%	84%

Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	83%	83%
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89%	89%
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89%	89%
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89%	89%
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89%	89%
Methyl-Tertiär-Butylether (MTBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	Wie beim Herstellungsweg für Methanol

C. Methodologie

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Kraftstoffen, Biokraftstoffen und Biomethan werden wie folgt berechnet:

a) Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biokraftstoffen werden wie folgt berechnet:

$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sc}a - eccs - eccr$

wobei

E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs

e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe;

e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;

e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb;

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs;

e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;

e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid;

e_{ccr} =.Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

b) Bei der Co-Vergärung verschiedener Substrate in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Biogas oder Biomethan werden die typischen Werte und die Standardwerte für Treibhausgasemissionen wie folgt berechnet:

$$E = \sum_{1}^{n} \cdot E_n$$

Dabei sind:

E =Treibhausgasemissionen pro MJ Biogas oder Biomethan, das mittels Co-Vergärung einer bestimmten Mischung von Substraten produziert wird

Sn =Rohstoffanteil n am Energiegehalt En =Emissionen in gCO2/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Anhangs (*)

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n \cdot W_n}$$

Dabei sind:

Pn =Energieausbeute [MJ] pro Kilogramm Flüssiginput des Rohstoffs n (**)

Wn =Gewichtungsfaktor des Substrats n, definiert als:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left(\frac{1 - AM_n}{1 - SM_n}\right)$$

Dabei sind:

In =jährliches Input in den Vergärer des Substrats n [Tonne Frischmasse]

AMn =jährliche Durchschnittsfeuchte des Substrats n [kg Wasser/kg Frischmasse]

SMn =Standardfeuchte des Substrats n (***)

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von 45 gCO2eq/MJ Gülle (– 54 kg

CO2 eq/t Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung angerechnet.

(**) Für die Berechnung der typischen Werte und der Standardwerte werden die folgenden Werte für Pn verwendet: P(Mais): 4,16 [MJBiogas/kg Feuchtmais @ 65 % Feuchte] P(Mist/Gülle): 0,50 [MJBiogas/kg Gülle @ 90 % Feuchte] P(Bioabfall): 3,41 [MJBiogas/kg Feuchtbioabfall @ 76 % Feuchte]

(***) Die folgenden Standardfeuchtewerte werden für Substrat SMn verwendet: SM(Mais): 0,65 [kg Wasser/kg Frischmasse] SM(Mist/Gülle): 0,90 [kg Wasser/kg Frischmasse] SM(Bioabfall): 0,76 [kg Wasser/kg Frischmasse]

c) Bei der Co-Vergärung von n-Substraten in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Elektrizität oder Biomethan werden die tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Biogases oder Biomethans wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot \left(e_{ec,n} + e_{td,Rohstoff,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}\right) + e_p + e_{td,Produkt} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Dabei sind:

E=Gesamtemissionen bei der Produktion des Biogases oder Biomethans vor der Energieumwandlung;

S_n =Rohstoffanteil n am Anteil des Inputs in den Vergärer;

$e_{ec,n}$ =Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau des Rohstoffs n;

$e_{td,Rohstoff,n}$ =Emissionen beim Transport des Rohstoffs n zum Vergärer;

$e_{l,n}$ =auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n;

e_{sca} =Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffs n (*);

e_p =Emissionen bei der Verarbeitung;

$e_{td,Produkt}$ =Emissionen bei Transport und Vertrieb des Biogases und/oder Biomethans;

e_u =Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs, d. h. bei der Verbrennung emittierte Treibhausgase;

e_{ccs} =Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2; und

e_{ccr} =Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO_2.

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO_2eq/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung auf esca angerechnet.

2. Die durch Biokraftstoffe oder Biomethan verursachten Treibhausgasemissionen E werden in CO_2-Äquivalent in g/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff) angegeben.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit gCO_2eq/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet(1)

$$e_{ec}\text{Brennstoff}_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJfuel}\right]_{ec} = \frac{e_{ec}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{trocken}}\right]}{LHV_a \left[\frac{MJRohstoff}{tTrockenrohstoff}\right]} \cdot \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \cdot \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[\frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff-Erzeugnisse}}\right]$$

$$\text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a = [\text{Anteil von MJ Rohstoff,der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist}]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}}\right] = \frac{e_{ec}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{feucht}}\right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

(1) Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen e_{ec} berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen e_{ec} berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen oder Biomethan erzielte Einsparung bei den Treibhausgasemissionen wird wie folgt berechnet:
   EINSPARUNG = $(E_{F(t)} - E_B)/E_{F(t)}$
   dabei sind:
   E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs;

   $E_{F(t)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossile Kraftstoffe.
4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO_2, N_2O und CH_4. Zur Berechnung der CO_2-Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

   CO_2: 1
   N_2O: 296
   CH_4: 25
5. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{ec}) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die CO2-Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse anhand der regionalen

Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 genannten Berichten oder aus den Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau und bei der Ernte forstwirtschaftlicher Biomasse anhand der auf nationaler Ebene für geografische Gebiete berechneten Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau und der Ernte Schätzungen abgeleitet werden.

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Treibhausgasemissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken (esca), wie infolge der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen (1).

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_l) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3{,}664 \times 1/20 \times 1/P - eB \quad (2)$$

dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an CO_2-Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff); „Kulturflächen“ ([3]) und „Dauerkulturen“ ([4]) sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;

CS_R= der mit der Bezugsfläche verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Referenzlandnutzung ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist;

CS_A =.der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A-Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist;

P = die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs pro Flächeneinheit und Jahr) und

e_B = Bonus von 29 CO_2-Äquivalent in g/MJ Biokraftstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

([1]) Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

([2]) Der durch Division des Molekulargewichts von CO2 (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

([3]) Kulturflächen im Sinn der Definition des IPCC

([4]) Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

8. Der Bonus von 29 CO_2-Äquivalent in g/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche
   a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und
   b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

   Der Bonus von 29 CO_2-Äquivalent in g/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden
9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind;
10. Für die Zwecke dieser Verordnung erfolgt die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands auf der Grundlage der von der Kommission auf der Basis von Band 4 der IPPC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und der Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 erstellten Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands (Beschluss der Kommission 2010/335/EU über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG, ABl. Nr. L 151 vom 17.06.2010 S.19).
11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der CO2-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt fossiler Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden. Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffherstellung erzeugter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage erzeugte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist. Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.
12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport und der Lagerung von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die CO_2 Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe und Biomethan mit null angesetzt. Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO2 (CH2 und N2O) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den eu-Faktor einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO_2 vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch CO_2-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biokraftstoffs oder Biomethans, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO2 fossilen Ursprungs verwendet wird.
16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige

Elektrizität und/oder Nutzwärme, werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad Ch, der wie folgt berechnet wird:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

wobei:

Th =Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

T0 =Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann Ch für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

Ch =Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;

b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;

c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

17. Werden bei einem Kraftstoffproduktionsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) produziert, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Kraftstoffherstellungsverfahren gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie CH4- und N2O-Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.

18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen eec + el + esca + die Anteile von e_p, e_{td} eccs und e_{ccr}, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.

    Im Falle von Biokraftstoffen und Biomethan werden sämtliche Nebenerzeugnisse, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt, Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt. Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh,, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

    Bei Kraftstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biokraftstoffen und Biomethan ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße EF(t) 94 gCO2eq/MJ.

D. 1. Disaggregierte Standardwerte für Biokraftstoffe

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N2O- Bodenemissionen

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhaus-gasemissionen (CO_2-Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	9,6	9,6
Ethanol aus Mais	25,5	25,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	27	27
Ethanol aus Zuckerrohr	17,1	17,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	32	32
Biodiesel aus Sonnenblumen	26,1	26,1
Biodiesel aus Sojabohnen	21,2	21,2
Biodiesel aus Palmöl	26,0	26,0
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten(**)	0	0
Hydriertes Rapsöl	33,4	33,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	26,9	26,9
Hydriertes Sojaöl	22,1	22,1
Hydriertes Palmöl	27,3	27,3
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydriertes Tierische Fette (**)	0	0
Reines Rapsöl	33,4	33,4
Reines Sonnenblumenöl	27,2	27,2
Reines Sojaöl	22,2	22,2
Reines Rapsöl	27,1	27,1
Reines Palmöl	0	0

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ — ausschließlich für N_2O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_{ec}“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten) Herstellungsweg der Biokraftstoffe

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	4,9	4,9
Ethanol aus Mais	13,7	13,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	14,1	14,1
Ethanol aus Zuckerrohr	2,1	2,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	17,6	17,6
Biodiesel aus Sonnenblumen	12,2	12,2

Biodiesel aus Sojabohnen	13,4	13,4
Biodiesel aus Palmöl	16,5	16,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*1)	0	0
Hydriertes Rapsöl	18,0	18,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	12,5	12,5
Hydriertes Sojaöl	13,7	13,7
Hydriertes Palmöl	16,9	16,9
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (*1)	0	0
Reines Rapsöl	17,6	17,6
Reines Sonnenblumenöl	12,2	12,2
Reines Sojaöl	13,4	13,4
Reines Palmöl	16,5	16,5
Reines Altspeiseöl	0	0
(*1) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.		

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung: „ep“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	18,8	26,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	9,7	13,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	13,2	18,5
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	7,6	10,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	27,4	38,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	15,7	22,0
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	20,8	29,1
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	14,8	20,8
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	28,6	40,1
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,8	2,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,0	29,3

Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	15,1	21,1
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	30,3	42,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,5	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	1,3	1,8
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	11,7	16,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	11,8	16,5
Biodiesel aus Sojabohnen	12,1	16,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	30,4	42,6
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	13,2	18,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	9,3	13,0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*2)	13,6	19,1
Hydriertes Rapsöl	10,7	15,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	10,5	14,7
Hydriertes Sojaöl	10,9	15,2
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	27,8	38,9
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	9,7	13,6
Hydriertes Altspeiseöl	10,2	14,3
Hydrierte tierische Fette (*2)	14,5	20,3
Reines Rapsöl	3,7	5,2
Reines Sonnenblumenöl	3,8	5,4
Reines Sojaöl	4,2	5,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	22,6	31,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	4,7	6,5
Reines Altspeiseöl	0,6	0,8
(*1) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird. (*2) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt		

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für die Ölgewinnung (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle *„ep“* für Emissionen aus der Verarbeitung enthalten)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Biodiesel aus Raps	3,0	4,2
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,9	4,0
Biodiesel aus Sojabohnen	3,2	4,4

Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	20,9	29,2
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,7	5,1
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*1)	4,3	6,1
Hydriertes Rapsöl	3,1	4,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	3,0	4,1
Hydriertes Sojaöl	3,3	4,6
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,9	30,7
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,4
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (*1)	4,3	6,0
Reines Rapsöl	3,1	4,4
Reines Sonnenblumenöl	3,0	4,2
Reines Sojaöl	3,4	4,7
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,8	30,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,3
Reines Altspeiseöl	0	0
(*1) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.		

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „etd“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,3	2,3

Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	2,2	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	9,7	9,7
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,8	1,8
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,1	2,1
Biodiesel aus Sojabohnen	8,9	8,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,9	6,9
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,9	6,9
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,9	1,9
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*2)	1,6	1,6
Hydriertes Rapsöl	1,7	1,7
Hydriertes Sonnenblumenöl	2,0	2,0
Hydriertes Sojaöl	9,2	9,2
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	7,0	7,0
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	7,0	7,0
Hydriertes Altspeiseöl	1,7	1,7
Hydrierte tierische Fette (*2)	1,5	1,5
Reines Rapsöl	1,4	1,4
Reines Sonnenblumenöl	1,7	1,7
Reines Sojaöl	8,8	8,8
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,7	6,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,7	6,7
Reines Altspeiseöl	1,4	1,4

(*1) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird. (*2) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für den Transport und Vertrieb des fertigen Biokraftstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei Transport und Vertrieb „etd“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Transport von Kulturpflanzen oder Öl angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als	1,6	1,6

Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))		
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrohr	6,0	6,0
Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,3	1,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	1,3	1,3
Biodiesel aus Sojabohnen	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,3	1,3
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,3	1,3
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*2)	1,3	1,3
Hydriertes Rapsöl	1,2	1,2
Hydriertes Sonnenblumenöl	1,2	1,2
Hydriertes Sojaöl	1,2	1,2
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,2	1,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,2	1,2
Hydriertes Altspeiseöl	1,2	1,2
Hydrierte tierische Fette (*2)	1,2	1,2
Reines Rapsöl	0,8	0,8
Reines Sonnenblumenöl	0,8	0,8
Reines Sojaöl	0,8	0,8
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	0,8	0,8
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	0,8	0,8
Reines Altspeiseöl	0,8	0,8
(*1) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird. (*2) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.		

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	30,7	38,2
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas	21,6	25,5

aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)		
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	25,1	30,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	19,5	22,5
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	39,3	50,2
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	27,6	33,9
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	48,5	56,8
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	42,5	48,5
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	56,3	67,8
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	29,5	30,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	50,2	58,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	44,3	50,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	59,5	71,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*1))	30,7	31,4
Ethanol aus Zuckerrohr	28,1	28,6
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	63,3	75,5
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	46,1	51,4
Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9
Biodiesel aus tierischen Fetten (*2)	15,2	20,7

Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
Hydriertes Sojaöl	42,2	46,5
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	62,1	73,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	44,0	47,9
Hydriertes Altspeiseöl	11,9	16,0
Hydrierte tierische Fette (*2)	16,0	21,8
Reines Rapsöl	38,5	40,0
Reines Sonnenblumenöl	32,7	34,3
Reines Sojaöl	35,2	36,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,4	65,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,5	40,3
Reines Altspeiseöl	2,0	2,2
(*1) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird. (*2) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.		

2. Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO2eq/MJ]						STANDARDWERT [gCO2eq/MJ]					
			Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Gülle nutzung	Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Gülle nutzung
Gülle	Offenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	–124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	–124,4
		Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	–124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	–124,4
	Geschlossenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	–111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	–111,9
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	–111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	–111,9
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	—	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	—
		Abgasverbrennung	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	—	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	—

	Geschlossenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	—
		Abgasverbrennung	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	—
Bioabfall	Offenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	—
		Abgasverbrennung	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	—
	Geschlossenes Gärrückstandslager	keine Abgasverbrennung	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	—
		Abgasverbrennung	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	—

Typische Werte und Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Biomethan aus Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung (1)	– 20	22
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung (2)	– 35	1
	Geschlossenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	– 88	– 79
	Geschlossenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	– 103	– 100
Biomethan aus Mais (gesamte Pflanze)	Offenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	58	73
	Offenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	41	51
	Geschlossenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	26	30
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	51	71
	Offenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	10	14

(1)
Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche

(Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH4/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

(2)
Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

Typische Werte und Standardwerte — Biomethan — Vermischung von Mist/Gülle und Mais: Treibhausgasemissionen mit Anteilsangaben auf Grundlage von Frischmasse

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Standardwert (gCO2eq/MJ)
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	32	57
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	17	36
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	– 1	9
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	– 16	– 12
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	62
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	41
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	13	22
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	– 2	1
Mist/Gülle — Mais 60 % – 40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	46	66
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	31	45
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	22	31
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	7	10

Bei Biomethan, das in Form von komprimiertem Biomethan als Kraftstoff für den Verkehr verwendet wird, müssen zu den typischen Werten 3,3 gCO_2eq/MJ Biomethan und zu den Standardwerten 4,6 gCO2eq/MJ Biomethan addiert werden.

E. Geschätzte disaggregierte Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 2016 nicht oder nur in vernachlässigbaren Mengen auf dem Markt waren

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N2O- Emissionen (darunter Späne von Holzabfall oder Kulturholz)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,8	1,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus	3,3	3,3

Abfallholz in Einzelanlage		
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für N2O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle *„eec“* für Emissionen aus dem Anbau enthalten)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0

Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung: *„ep“* gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	4,8	6,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „etd“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte nur für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei Transport und Vertrieb „etd“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Rohstofftransport angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,6	1,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0

Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Anhang Xa

Berechnung der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe und Energieträger eines Meldeverpflichteten

A

Die Treibhausgasintensität von Kraftstoffen und Energieträgern wird in Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff (CO_2-Äquivalent in g/MJ) angegeben.

1. Für die Berechnung der Treibhausgasintensität von Kraftstoffen werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Lachgas/Distickstoffoxid (N_2O) und Methan (CH_4) berücksichtigt. Zur Berechnung der CO_2-Äquivalenz werden Emissionen dieser Gase wie folgt nach Emissionen in CO_2-Äquivalent gewichtet: CO_2: 1; CH_4: 25; N_2O: 298

2. Die Emissionen aus der Herstellung von Maschinen und Ausrüstungen für die Förderung, Produktion, Raffinierung und den Verbrauch von fossilen Kraftstoffen fließen nicht in die Berechnung von Treibhausgasemissionen ein.

3. Die Treibhausgasintensität eines Meldeverpflichteten, die sich aus den Lebenszyklustreibhausgasemissionen sämtlicher gelieferter Kraftstoffe und der gesamten gelieferten Energie ergibt, wird nach der nachstehenden Formel berechnet:

$$= \frac{\sum_x (\mathrm{GHGi_x} \times \mathrm{AF} \times \mathrm{MJ_x}) - \mathrm{UER}}{\sum_x \mathrm{MJ_x}}$$

Treibhausgasintensität eines Meldeverpflichteten(#)

Dabei ist

a) „#“ die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer des Meldeverpflichteten

b) „x“ die Arten von Kraftstoffen und Energieträgern, die gemäß Anhang I Tabelle 1 Z 17 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 684/2009 unter diese Richtlinie fallen.

c) „MJx“ die gesamte gelieferte Energie, ausgedrückt in Megajoule, die aus den mitgeteilten Mengen des Kraftstoffes „x“ umgewandelt wurde.

d) Upstream-Emissions-Reduktionen (UER)

e) „GHGix“ ist die Treibhausgasintensität des Kraftstoffs oder des Energieträgers „x“, ausgedrückt in CO_2Äquivalent in g/MJ.

f) „AF“ sind die Anpassungsfaktoren für die Antriebsstrangeffizienz:

Vorherrschende Umwandlungstechnologie	Effizienzfaktor
Verbrennungsmotor	1
Batteriegestützter Elektroantrieb	0,4
Wasserstoffzellengestützter Elektroantrieb	0,4

B

Energiegehalt von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs entsprechend des „Well-to-Tank-Report“ (Version 4) vom Juli 2013

Kraftstoff	Gewichtspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Dichte	
		Wert	Einheit
Ottokraftstoff	43,2	745	kg/m^3
Dieselkraftstoff	43,1	832	kg/m^3
Syn Diesel	44	780	kg/m^3
Methanol	19,9	793	kg/m^3
MTBE	35,1	745	kg/m^3
ETBE	36,3	750	kg/m^3
CNG (EU mix)[25]	45,1	0,792	kg/m^3
CNG (Russland)[26]	49,2	0,728	kg/m^3
LPG[27]	46	2,237	kg/m^3
Wasserstoff[28]	120,1	0,089	kg/m^3

C

Formel zur Meldung der Menge des verbrauchten elektrischen Stroms:

Verbrauchter elektrischer Strom = zurückgelegte Strecke (km) × Effizienz des Stromverbrauchs (MJ/km)

D

Durchschnittliche Standardwerte für Lebenszyklustreibhausgasintensität von Kraftstoffen außer Biokraftstoffen und elektrischem Strom

Spalte 1	Spalte 2	Spalte 3	Spalte 4

Rohstoffquelle und Verfahren	In Verkehr gebrachte(r) Kraftstoff	Lebenszyklustreibhausgasintensität (in CO_2-Äquivalent in g/MJ)	Gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität (in CO_2-Äquivalent in g/MJ)
Konventionelles Rohöl	Ottokraftstoff	93,2	93,3
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		107	
Ölschiefer		131,3	
Konventionelles Rohöl	Diesel- oder Gasölkraftstoffe	95	95,1
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		108,5	
Ölschiefer		133,7	
Alle fossilen Quellen	Flüssiggas im Fremdzündungsmotor	73,6	73,6
Erdgas, EU-Mix	Komprimiertes Erdgas im Fremdzündungsmotor	69,3	69,3
Erdgas, EU-Mix	Verflüssigtes Erdgas im Fremdzündungsmotor	74,5	74,5
Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	Komprimiertes synthetisches Methan im Fremdzündungsmotor	3,3	3,3
Erdgas mit Dampfreformierung	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	104,3	104,3
Vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	9,1	9,1
Kohle	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	234,4	234,4
Kohle mit Abscheidung und Speicherung von CO_2 aus Prozessemissionen	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	52,7	52,7
Altkunststoff aus fossilen Einsatzstoffen	Otto-, Diesel- oder Gasölkraftstoff	86	86

E

Obergrenzen für die Anrechnung von Upstream Emissons-Reduktionen:

Die Obergrenzen hinsichtlich der Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen gelten jeweils spezifisch für die einzelnen Kraftstoffe und sind wie folgt zu berechnen:

Die maximal anrechenbare Menge an Upstream Emissions-Reduktionen in CO_2-Äquivalent ergibt sich für die Anrechenbarkeit hinsichtlich der Summe der öl-basierten Produkte aus:

MJOttokraftstoffx11.0+MJDieselkraftstoffx11.3+α x MJLPGx6.2

Die maximal anrechenbare Menge an Upstream Emissions-Reduktionen in CO_2-Äquivalent ergibt sich für die Anrechenbarkeit hinsichtlich der Summe der gas-basierten Produkte aus:

MJCNGx9.1+MJLNGx15.0+(1−α)xMJLPGx6.2

LPG kann unabhängig von der Rohstoffbasis in beiden Fällen angerechnet werden, wobei α dabei den durch den Verpflichteten wählbaren Anteil zwischen 0 und 1 des in Verkehr gebrachten LPG angibt.

---

25 Einheit „kg/m^3“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

26 Einheit „kg/m^3“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

27 Einheit „kg/m^3“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

28 Einheit „kg/m^3“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

Anhang XI

Nachhaltigkeitskriterien für Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen

Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen dürfen nicht von folgenden Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt stammen, das heißt von Flächen, die im oder nach Januar 2008 folgenden Status hatten, unabhängig davon, ob die Flächen noch diesen Status haben:

1.) Primärwald und andere bewaldete Flächen, das heißt Wald und andere bewaldete Flächen mit einheimischen Arten, in denen es kein deutlich sichtbares Anzeichen für menschliche Aktivität gibt und die ökologischen Prozesse nicht wesentlich gestört sind;

1a.) Wald mit großer biologischer Vielfalt oder andere bewaldete Flächen, die artenreich und nicht degradiert sind oder für die die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief;

2.) Folgende ausgewiesene Flächen, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft;

a) durch gesetzliche Bestimmungen oder von der zuständigen Behörde ausgewiesene Flächen für Naturschutzzwecke,

b) Flächen für den Schutz seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, vorbehaltlich ihrer Anerkennung gemäß dem Verfahren des Artikels 18 Abs. 4 Unterabsatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG.

3.) Grünland von mehr als einem Hektar mit großer biologischer Vielfalt

a) natürliches Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand Grünland bleiben würde und dessen natürliche Artenzusammensetzung sowie ökologische Merkmale und Prozesse intakt sind, oder

b) künstlich geschaffenes Grünland, das heißt Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand kein Grünland bleiben würde und das artenreich und nicht degradiert ist und für das die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Ernte des Rohstoffs zur Erhaltung des Status als Grünland mit großer Artenvielfalt erforderlich ist. 21.12.2018 L 328/130 Amtsblatt der Europäischen Union DE

4.) Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, die im Januar 2008 einen der folgenden Stati hatten, diesen Status aber nicht mehr haben. Dieser Absatz findet keine Anwendung, wenn zum Zeitpunkt der Gewinnung des Ausgangsstoffes zur Herstellung von Biokraftstoffen die Flächen denselben Status hatten wie im Januar 2008:

a) Feuchtgebiete, d. h. Flächen, die ständig oder für einen beträchtlichen Teil des Jahres von Wasser bedeckt oder durchtränkt sind;

b) kontinuierlich bewaldete Gebiete, d. h. Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von mehr als 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Werte erreichen können;

c) Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese

Werte erreichen können, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Fläche vor und nach der Umwandlung einen solchen Kohlenstoffbestand hat, dass unter Anwendung der in Anhang X Teil C beschriebenen Methode die in §12 Abs. 3 genannten Bedingungen erfüllt wäre.

Anhang XII

Teil A. Vorläufige geschätzte Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe (CO_2-Äquivalent in g/MJ) (+)

Rohstoffgruppe	Mittelwert (*)	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen (**)
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt	12	8 bis 16
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

(*) Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

(**)Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts. Das fünfte Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 5 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse unter 8, 4 und 33 CO_2-Äquivalent in g/MJ). Das fünfundneunzigste Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 95 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse über 16, 17 und 66 CO_2-Äquivalent in g/MJ), Amtsblatt der Europäischen Union DE L 239/25 vom 15.09.2015

Teil B. Biokraftstoffe, bei denen die Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen mit Null angesetzt werden

Bei Biokraftstoffen, die aus den folgenden Kategorien von Rohstoffen hergestellt werden, werden die geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen mit Null angesetzt:

1. Rohstoffe, die nicht in Teil A dieses Anhangs aufgeführt sind;
2. Rohstoffe, deren Anbau zu direkten Landnutzungsänderungen geführt hat, d. h. zu einem Wechsel von einer der folgenden Kategorien des IPCC in Bezug auf die Bodenbedeckung — bewaldete Flächen, Grünland, Feuchtgebiete, Ansiedlungen oder sonstige Flächen — zu Kulturflächen oder Dauerkulturen([29]). In diesem Fall hätte ein ‚Emissionswert für direkte Landnutzungsänderungen (e_1)' nach Anhang IX Teil C Nummer 7 berechnet werden müssen.[30]

---

29 Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen)

30 Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

Anhang XIII

Teil A.

Rohstoffe zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biomethan

a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert;

b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Abs. 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien, ABl. Nr. L 312 vom 22.11.2008 S 3 gelten;

c) Bioabfall im Sinn des Artikels 3 Abs. 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinn des Artikels 3 Abs. 11 der genannten Richtlinie unterliegt;

d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und

Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;

e) Stroh;

f) Mist/Gülle und Klärschlamm;

g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;

h) Tallölpech;

i) Rohglyzerin;

j) Bagasse;

k) Traubentrester und Weintrub;

l) Nussschalen;

m) Hülsen;

n) entkernte Maiskolben;

o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;

p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des §°2 Z°12;

q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinn des §°2 Z°11 mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz;

(Anm.: lit. r bis t aufgehoben durch Z 75, BGBl. II Nr. 452/2022)

Teil B.

Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen und Biomethan

a) gebrauchtes Speiseöl;

b) tierische Fette, derKategorien 1 und 2 der Verordnung 1069/2009/EG.