

HANDREICHUNG

Technische und methodische Grundlagen
der THG-Bilanzierung von

Biodiesel



HANDREICHUNG

Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel

Autoren:

Stefan Majer
Arne Gröngröft
Christian Drache

Maria Braune
Kathleen Meisel
Franziska Müller-Langer
Karin Naumann
Katja Oehmichen

Das Projektteam bedankt sich für viele hilfreiche Hinweise und Anmerkungen bei zahlreichen weiteren Kollegen aus Wissenschaft und Praxis. Besonders hervorzuheben ist die Unterstützung durch:

Karin Arnold – *Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie*
Peter Behm – *GUT Zertifizierungsgesellschaft für Managementsysteme mbH*
BDBE – *Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V., Berlin*
Dieter Bockey – *UFOP - Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V., Berlin*
Sarah Bossen – *SGS Germany GmbH, Hamburg*
Gerhard Brankatschk – *OVID – Verband der Ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e.V.*
Wolf-Dietrich Kindt – *Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e. V.*
Susanne Köppen – *IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH - gemeinnütziges ökologisches Forschungsinstitut, Heidelberg*
Stefan Rauh – *Fachverband Biogas e.V.*
Georg Strükmann – *IPRO Industrieprojekt GmbH*
Iris Waikinat – *REDcert GmbH*

Gefördert durch:



Projektträger:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Präambel	06
Grundlagen der Biodieselproduktion	07
Ölgewinnung	07
Umesterung	10
Biodieselaufbereitung	12
Glycerinaufbereitung	13
Typische Bandbreiten der wesentlichen In- und Outputströme	14
Erläuterungen zur Ölgewinnung	14
Erläuterungen zur Raffination	16
Erläuterungen zur Umesterung	17
Berechnung von THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzialen	19
Berechnungsformel	19
Berechnung der THG-Emissionen	19
Berechnung des THG-Minderungspotenzials	20
Berechnungsschema	20
Berechnung der THG-Emissionen je Term der Berechnungsformel	20
Allokation der THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff und den Nebenerzeugnissen	20
Berechnung der Gesamtemissionen und des THG-Minderungspotenzials	21
Datenarten und Datenquellen	21

Beispielrechnung für Biodiesel aus Rapssaat	22
Darstellung einer beispielhaften Prozesskette	22
Rohstoffgewinnung e'_{ec}	23
Landnutzungsänderungen e'_l	24
Bessere landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken e'_{sca}	24
Transport e'_{td1}	24
Verarbeitung e'_{p1} : Ölmühle	25
Allokation zwischen Rapsöl und Rapsextraktionsschrot	26
Verarbeitung e'_{p2} : Biodieselproduktion (inklusive Raffination)	27
Allokation zwischen Biodiesel, Pharmaglycerin und freien Fettsäuren	28
Transport e'_{td2}	30
Gesamtemissionen E	31
Berechnung des THG-Minderungspotenzials	31
Häufig gestellte Fragen – FAQ	32
Nebenerzeugnisse und Allokation	32
Einheiten und Umrechnungsschritte	34
Kombination von Teilstandardwerten und individuell berechneten THG-Emissionen	34
Daten und Kennzahlen	35
Hauptverursacher von THG-Emissionen in der Biodiesel-Prozesskette	36
Besonderheiten und Fragen zur THG-Berechnung (inkl. N_2O , LUC, THG-Einsparungen)	37
Saldierung	39
Umrechnungstabellen	39
Volumen und Masse (Gewicht) von Biodiesel	39
Dichte und Heizwerte	39
Umrechnung von Energieeinheiten	39
Umrechnung von Einheiten	39
Literaturverzeichnis	40

Präambel



Foto: Baines Sturm/istock.de

Seit dem 1. Januar 2015 ist die Bemessungsgrundlage für die Erfüllung der Biokraftstoffquote nach BImSchG (§ 37) vom Energiegehalt der Kraftstoffe auf eine Verpflichtung zur Treibhausgas (THG)-Minderung umgestellt worden. Diese Maßnahme soll einen wirksamen und quantifizierbaren Beitrag zur Verringerung der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors leisten. Konsequenterweise haben die Biokraftstoffe die besten Marktchancen, die als Ergebnis der Nachhaltigkeitszertifizierung gemäß der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) die beste THG-Bilanz ausweisen. Die Treibhausgaseminderungseffizienz wird damit – in einem globalisierten Biomasserohstoff- und Biokraftstoffmarkt – neben dem Preis für die gesamte Warenkette zum wesentlichen Wettbewerbsfaktor. Ab 2015 ist daher zu erwarten, dass die Verwendung der Standardwerte aus dem Anhang der Biokraft-NachV stark abnimmt und vorwiegend individuell berechnete THG-Bilanzen im Rahmen der Zertifizierung erstellt werden.

Die Ergebnisse der Zertifizierung bestimmen damit die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffanbieter in Deutschland, aber auch gegenüber Wettbewerbern in der EU bzw. aus Drittstaaten. Eine fachgerechte, unabhängige und sichere Prüfung der von der jeweiligen Schnittstelle in den Nachhaltigkeitsnachweisen ausgewiesenen THG-Angaben ist die notwendige Grundlage für einen fairen Wettbewerb sowie für die Glaubwürdigkeit der Biokraftstoffbranche. Die Prüfung erfordert von den verantwortlichen Auditoren daher nicht nur fundierte Kenntnisse der THG-Bilanzierung, sondern auch der technischen Prozesse zur Biokraftstoffproduktion, um u. a. die als Grundlage der THG-Bilanzierung verwendeten Stoff- und Energiebilanzen zertifizieren und bewerten zu können.

Das übergeordnete Ziel der Handreichungen ist es daher, Informationen über Rohstoffverarbeitungs- und Biokraftstoffherstellungstechnologien zusammenzustellen und aufzubereiten, um somit die Auditoren bei der Prüfung von vorgelegten THG-Bilanzen fachgerecht zu unterstützen. Die drei nun vorliegenden Themenhefte adressieren die derzeit wesentlichen Biokraftstoffoptionen in Deutschland: Biodiesel, Bioethanol und Biomethan. Sie sind einheitlich strukturiert und enthalten eine Technologiebeschreibung, Plausibilitätstabellen für typische Input- und Outputmengen von Produktionsanlagen, sowie eine Beispielrechnung zur Treibhausgasbilanzierung, einen Abschnitt zur Beantwortung häufig gestellter Fragen (FAQ) im Kontext der Prüfung von THG-Bilanzen und Umrechnungstabellen. Eine Übersicht der verwendeten und weiterführenden Literatur befindet sich jeweils am Ende der Handreichungen.

Die Handreichungen sind als ergänzende beziehungsweise unterstützende Informationssammlung zu verstehen. Sie ersetzen nicht die vorhandenen Grundsätze der Zertifizierungssysteme bzw. die vorhandenen Rechtsvorschriften. Für die Erstellung der Handreichungen wurde der bis zum Oktober 2015 gültige Stand der entsprechenden Rechtsvorschriften, Mitteilungen und Systemgrundsätze berücksichtigt.

Grundlagen der Biodieselproduktion

Biodiesel wird vorrangig aus Pflanzenölen hergestellt. Darüber hinaus kommen auch andere Rohstoffe wie Tierfette oder bereits genutzte Pflanzenöle (UCO – used cooking oils) zum Einsatz. Je nach Zusammensetzung des Rohstoffs sind unterschiedliche Konversionsverfahren zur Biodieselherstellung möglich. Das gängigste Verfahren ist die Umesterung von Pflanzenölen mit Methanol zu Fettsäuremethylestern (FAME – fatty acid methyl esters). Dabei sind hohe Konversionseffizienzen nur möglich, wenn die Konzentrationen von Wasser und freie Fettsäuren (FFA – free fatty acids) niedrig sind. Bei tierischen Fetten oder Altspesefetten müssen FFA daher zuvor abgetrennt oder verestert werden.

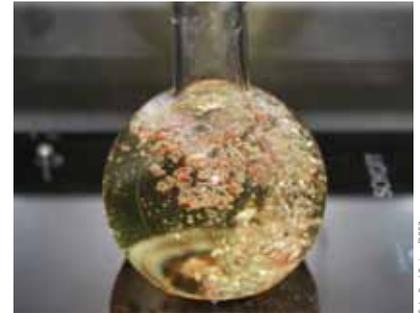


Foto: Paul Thamer/DFZ

Generell sind reine Umesterungsanlagen von integrierten Biodieselanlagen (mit Ölmühle) zu unterscheiden (siehe Abbildung 1). Integrierte Anlagen beziehen Ölsaaten als Rohstoffe und die Ölgewinnung erfolgt an der Biodieselanlage. Bei reinen Umesterungsanlagen wird das Öl von externen Ölmühlen bezogen. In beiden Anlagentypen werden die Öle bzw. Fette umgeestert und der daraus entstehende Biodiesel sowie das als Nebenerzeugnis anfallende Glycerin aufbereitet.

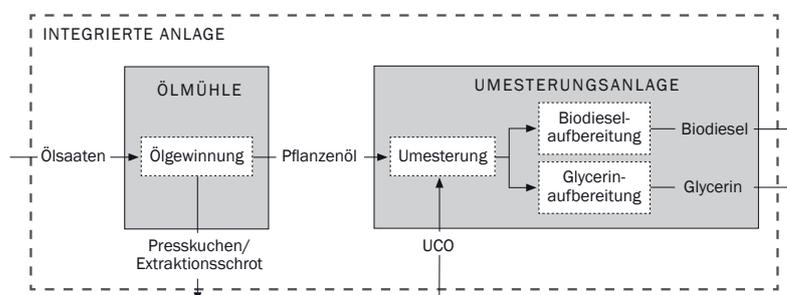


Abbildung 1: Biodieselherstellung in integrierten Biodieselanlagen und reinen Umesterungsanlagen

Ölgewinnung

Ziel der Ölgewinnung ist es, aus den Ölsaaten mit hohen Ausbeuten Pflanzenöl mit möglichst geringen Verunreinigungen zu gewinnen. Die Ölsaaten werden zunächst in einer Vorbehandlung aus Reinigungs-, Zerkleinerungs- und Konditionierungsschritten für die anschließende Pressung vorbereitet. Durch die Pressung wird ein Großteil des Öls aus der Saat ausgepresst. Um verbleibendes Öl aus dem Presskuchen zu gewinnen wird in der Regel zudem eine Extraktion durchgeführt. Bestandteile im Press- und Extraktionsöl, die bei der weiteren Biodieselproduktion störend wirken, werden anschließend in der Raffination abgetrennt (Abbildung 2).

Vorbehandlung. Die Ölsaaten können in unterschiedlicher Qualität angeliefert werden, weshalb sie vor der eigentlichen Ölgewinnung gegebenenfalls getrocknet und anschließend gereinigt werden müssen. Die Trocknung der Ölsaaten kann mit Hilfe von Warmluft in Umlauf- oder Durchlauftrocknern

erfolgen. Anschließend wird die trockene Saat mit Hilfe von Windsichtern, Sieben und Magnetabscheidern von Fremdstoffen gereinigt. Für die Verarbeitung von Raps werden typischerweise ein Wassergehalt von max. 9 % und ein Fremdstoffanteil von max. 2 % angestrebt. Einige Rohstoffe wie Sojabohnen, Sonnenblumenkerne und in seltenen Fällen Raps, werden zum Teil geschält, da die Schalen den Ölertrag bei der Pressung verringern und den späteren Aufwand der Reinigung des Öls erhöhen. Von einer vollständigen Schälung wird jedoch oftmals abgesehen, da sonst der Faseranteil im Pressrückstand zu stark sinken würde. Auch behindert ein zu niedriger Faseranteil den Abfluss des Pressöls und damit die Ölausbeute. Als Kompromiss wird daher nur ein Teil der eingesetzten Ölsaaten geschält. Im Anschluss an die optionale Schälung werden die Ölsaaten zerkleinert und einer thermischen Konditionierung unterzogen, um ein optimales Trennergebnis in der nachfolgenden Pressung zu erreichen. Das zerkleinerte Saatgut wird indirekt mit Dampf auf etwa 80 °C erhitzt und der Wassergehalt dadurch auf 3–6 % verringert.

Pressung. Für die eigentliche Abtrennung des Öls aus der Ölsaate werden abhängig von der Anlagengröße unterschiedliche Verfahren eingesetzt. In kleinen Biodieselanlagen (Produktionskapazität bis ca. 30.000 t/a) erfolgt die Ölgewinnung häufig durch eine relativ einfache mechanische Pressung. In Großanlagen lassen sich höhere Ölausbeuten durch eine zusätzliche Extraktion mit Hilfe von Lösungsmitteln erzielen.

Die Pressung der Ölsaate erfolgt durch elektrisch angetriebene Schneckenpressen, welche bei ausschließlicher mechanischer Pressung als Fertigpressen und bei nachgeschalteter Extraktion als Vorpressen bezeichnet werden. Bei der Pressung entstehen das Pressöl (Pflanzenöl) und der Presskuchen. Das Pressöl muss im Anschluss an die Pressung aufbereitet werden, damit es umgeestert werden kann. Zunächst werden mit Hilfe von Trubabscheidern, Dekantern oder Filteranlagen kleine Saatbestandteile (Trub) im Öl entfernt. Der Trub kann mit frischer Rapssaat wieder der Schneckenpresse zugeführt werden. Dadurch lässt sich der Ölverlust verringern. Die folgende Tabelle zeigt typische Ölgehalte verschiedener Ölpflanzen. In der Realität können diese schwanken. Vorgelegte Werte können zum Beispiel durch Messungen des tatsächlichen Ölgehalts oder Ernteberichte plausibilisiert werden.

Tabelle 1: Typische Ölgehalte verschiedener Ölfrüchte zur Biodieselproduktion (diese können in der Realität schwanken) [1].

Ölfrucht ¹	Ölgehalt (%)
Rapssaat	39
Sonnenblumensaat	39
Sojabohne	21
Ölpalme (asiatisch)	29
Palmkern (geschält)	50
Palmfrucht	23
Kokosnuss	23

¹ Ungeschält, wenn nicht anders angegeben.

Der Presskuchen wird beim Fertigpressen in ein oder zwei Pressvorgängen auf 6 – 10 % Ölgehalt entölt. Bei der Vorpressung ist der Restölgehalt im Presskuchen höher und liegt bei etwa 20 %. Das Ziel ist es hier, die bestmögliche Extrahierbarkeit des abgepressten Materials mit Hilfe von Lösungsmitteln vorzubereiten. In großen (integrierten) Biodieselanlagen wird die Ölextraktion vorgenommen. Dadurch lassen sich insgesamt bis zu 98 % des in der Saat enthaltenen Öls gewinnen. Bei Ölsaaten mit niedrigem Ölgehalt kommt die Direktextraktion zum Einsatz.

Das Öl aus Saaten mit hohem Ölgehalt (u. a. Raps) hingegen wird überwiegend durch eine Kombination aus Pressung und Extraktion gewonnen.

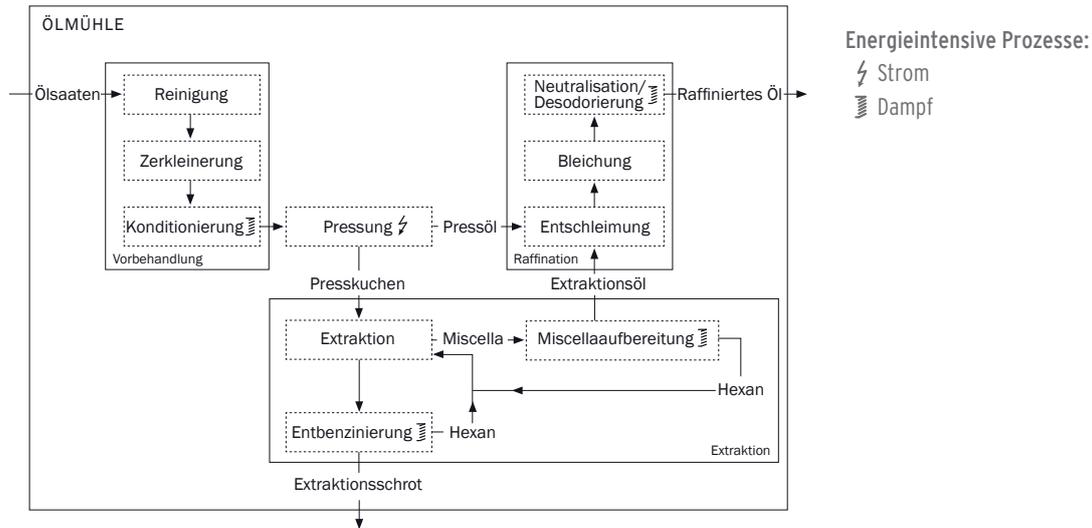


Abbildung 2: Ölgewinnung in großtechnischen Biodieselanlagen durch Kombination aus mechanischer Extraktion und Lösungsmittelextraktion des Öls

Extraktion. Für die Extraktion des Öls aus dem Presskuchen kommt überwiegend n-Hexan zum Einsatz. Zwischenerzeugnisse sind hier das mit Öl angereicherte Lösungsmittel (Miscella) sowie das mit Lösungsmitteln angereicherte, weitgehend ölfreie Extraktionsschrot. Aus beiden Erzeugnissen muss das Lösungsmittel zurückgewonnen werden. Die Miscella wird hierfür zunächst gefiltert. Anschließend wird das Lösungsmittel in einer dampfbeheizten Destillation abgetrennt. Das Lösungsmittel wird in einem Kondensator aufgefangen, abgekühlt und dem Extraktionsprozess erneut zugeführt.

Das Extraktionsschrot wird zur Rückgewinnung des Lösungsmittels mit Wasserdampf durchströmt (im Desolventizer-Toaster). Dadurch verdampft das Lösungsmittel und wird zusammen mit dem Wasserdampf von dem Extraktionsschrot getrennt. Durch Kondensation kann das Lösungsmittel später wieder vom Dampf abgetrennt und der Extraktion erneut zur Verfügung gestellt werden. Das Extraktionsschrot wird gekühlt und kann als Futtermittel eingesetzt werden.

Raffination. Das aus dem Presskuchen extrahierte Öl enthält unerwünschte Begleitstoffe, weshalb es vor der Weiterverwendung gereinigt (raffiniert) werden muss. Unter Raffination werden Verfahren wie Entschleimung, Bleichung, Neutralisation und Desodorierung zusammengefasst. Grundsätzlich gilt es zwischen der chemischen und der physikalischen Raffination zu unterscheiden. Bei beiden werden zunächst die Schleimstoffe (Phosphatide, z. B. Lecithin) aus dem Pflanzenöl abgetrennt. Für Soja-, Raps- und Sonnenblumenöl ist die Entschleimung als Teil der physikalischen Raffination zwingend geboten, während bei Palmöl darauf verzichtet werden kann. Bei der Entschleimung wird das Öl zuerst mit Wasser und anschließend mit einer Säure (u. a. Phosphorsäure) versetzt. Die Schleimstoffe werden anschließend durch Zentrifugation vom Öl entfernt. Nach der Entschleimung können aus dem Öl mit Hilfe von Bleicherde die Farbstoffe, Seifen, Oxidationsprodukte und Spurenmetalle entfernt werden.

Bei der chemischen Raffination erfolgt die Neutralisation der freien Fettsäuren durch eine Verseifungsreaktion mit Natronlauge. Bei der physikalischen

Bei Ölen mit hohem Anteil an freien Fettsäuren steigt der Dampfbedarf durch die erforderliche Neutralisierung.

Raffination erfolgt die Abtrennung der freien Fettsäuren durch Destillation. Das vorraffinierte Pflanzenöl wird auf über 200 °C erhitzt und durchläuft die Geruchsentfernung (Desodorierung) und die destillative Entsäuerung, in denen dem Öl restliche Farbstoffe, freie Fettsäuren und Schwermetalle entzogen werden. Daher werden in der physikalischen Raffination weniger Chemikalien benötigt als in der chemischen Raffination, allerdings ist der Dampfbedarf erhöht.

Für die Umesterung können auch teilraffinierte Pflanzenöle eingesetzt werden, die entschleimt und je nach Anteil freier Fettsäuren neutralisiert wurden. Zwar können auch unraffinierte, lediglich gefilterte Pflanzenöle umgeestert werden, jedoch gilt es zu berücksichtigen, dass diese nahezu frei von Verunreinigungen wie Wasser, Phosphatiden oder freien Fettsäuren sein müssen, da sich diese empfindlich auf den Biodieselertrag auswirken.

Umesterung

Umesterung. Die Umesterung ist ein chemischer Prozess, bei dem eine bestehende Esterbindung in eine andere überführt wird. Pflanzenöle bestehen überwiegend aus Triglyceriden, welche Ester aus Glycerin und drei daran gebundenen Fettsäureketten sind. Letztere sind langkettige Kohlenwasserstoffketten. Diese gilt es von dem Alkohol Glycerin abzuspalten, um sie in Fettsäurealkylester (Biodiesel) zu überführen. Die Aufspaltung erfolgt in der Regel mit Methanol. Folglich werden die Reaktion als „Methanolyse“ und die Enderzeugnisse als Fettsäuremethylester (FAME – fatty acid methyl ester) bezeichnet. Andere Alkohole wie Ethanol eignen sich nur unter sehr besonderen Voraussetzungen zur Umesterung.

Bei der Umesterung des Öls mit dem Methanol wird schrittweise eine (gebundene) Fettsäure aus der Esterbindung eines Triglycerids gelöst und in ein Fettsäuremethylestermolekül umgewandelt. Am Ende der Reaktion fallen drei Fettsäuremethylestermoleküle und ein Glycerinmolekül an (Abbildung 3).



Abbildung 3: Umesterung von Pflanzenöl zu Pflanzenölmethylester und überschlägige Massenbilanz der Umesterung.

Die Umesterung ist eine Gleichgewichtsreaktion. Um das Gleichgewicht auf die Seite des Fettsäuremethylesters zu verlagern, wird Methanol für die Umesterung im Überschuss eingesetzt. Die Umesterungsreaktion wird zudem durch den Einsatz eines Katalysators beschleunigt. Am gängigsten sind flüssige Katalysatoren. Für hochwertige Pflanzenöle mit geringem Anteil freier Fettsäuren und Wasser, werden alkalische Katalysatoren verwendet. Am gebräuchlichsten sind hier Natriumhydroxid (NaOH) und Kaliumhydroxid (KOH) sowie Natriummethylat (CH₃NaO) und Kaliummethylat (CH₃KO). Umesterungsverfahren mit festen Katalysatoren, Biokatalysatoren oder ganz ohne Katalysatoren konnten sich in der Industrie bislang nicht durchsetzen.

In der Biodieselanlage wird das Pflanzenöl mit dem Katalysator und dem Methanol für die Umesterung in einem Reaktor vermischt. Die Verwendung von homogenen Katalysatoren ermöglicht die Umesterung unter milden Reaktionsbedingungen und kurzer Reaktionszeit. Der Reaktionsdruck und

die Reaktionsgeschwindigkeit variieren je nach Öl, Katalysator und Alkohol. Für Pflanzenöle aus Ölsaaten beträgt die Reaktionszeit für die Umesterung bei Umgebungsdruck und einer Temperatur von ca. 60 °C zwischen 1 und 2 Stunden. Am Ende der Reaktion muss die Glycerinphase, die sich aufgrund des Dichteunterschiedes am Boden des Reaktors abgesetzt hat, abgezogen werden, um eine Umkehr der Umesterungsreaktion zu verhindern. Die Abtrennung der Glycerin- von der Methylesterphase kann durch zusätzlich eingesetztes Glycerin, Hexan, Wasser oder je nach Bauweise des Reaktors durch Zentrifugen beschleunigt werden. Nach der Trennung der Methylester- von der Glycerinphase müssen beide Stoffströme weiter aufgereinigt werden.

Bei der Umesterung wird weiterhin zwischen ein- und zweistufigen Verfahren unterschieden. Beim einstufigen Verfahren erfolgt die Umesterung unter Zugabe aller Reaktionsstoffe in einem Reaktor. Im zweistufigen Verfahren werden etwa 80 % von Katalysator und Alkohol dem ersten Reaktor zugeführt. Nach Mischung mit dem Pflanzenöl wird die Glycerinphase abgetrennt und die Methylesterphase in den zweiten Reaktor geleitet, wo die restlichen 20 % Alkohol und der Katalysator hinzugefügt werden. Durch den Einsatz von zwei Reaktoren wird eine bessere Ausnutzung des Alkohols erreicht und damit der spätere Reinigungsaufwand reduziert.

Für die Umesterung eignen sich je nach Produktionsmaßstab unterschiedliche Anlagenkonzepte. Diskontinuierliche Verfahren (Batch-Prozesse) kommen im Produktionsbereich von wenigen 100 t bis etwa 10.000 t Jahresproduktion zum Einsatz. Hier laufen alle Verfahrensschritte chargenweise nacheinander in einem oder mehreren Behältern ab. Der Batch-Prozess ermöglicht es, flexibel auf die unterschiedlichen Prozessparameter zu reagieren und eignet sich daher für Rohstoffe mit starken Qualitätsschwankungen. Bedingt durch lange Rüstzeiten für das Be- und Entladen des Reaktionsbehälters sowie aufgrund hoher Energieaufwendungen für die Beheizung und Abkühlung der einzelnen Chargen, eignet sich der Batch-Prozess nicht für die großmaßstäbige Biodieselproduktion. Diese erfolgt daher in kontinuierlichen Verfahren, bei welchen sich ein stationärer Zustand einstellt, in dem fortlaufend Reaktionsstoffe (Edukte) ein- und Produkte ausgeführt werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine konstante Rohstoffqualität.

Eine zusätzliche Veresterung von freien Fettsäuren (FFA) kann erforderlich sein, wenn Rohstoffe mit mehr als 5 % FFA eingesetzt werden. Davon sind insbesondere Altspeisefette (UCO) und tierische Fette betroffen. Die benötigten Verfahrensschritte sind in Abbildung 4 dargestellt. Die FFA bilden unter Kontakt mit dem alkalischen Katalysator Seifen aus. Das führt zum Verbrauch des Katalysators, erschwert die Trennung des Methylesters vom Glycerin und es bilden sich bei der späteren Wasserwaschung des Biodiesels Emulsionen. Um die Seifenbildung zu reduzieren, werden die FFA vor der Umesterung verestert. Dafür werden dem FFA-reichen Substrat Säure, u. a. Schwefelsäure, und Methanol zugeführt, die mit den FFA zu Methylester und Wasser reagieren. Das Wasser muss kontinuierlich abgezogen werden, da es den Biodieselertrag verringert. Nach der Veresterung muss der Biodiesel getrocknet werden, da das Wasser bei Kontakt mit den Triglyceriden im Öl freie Fettsäuren bildet. Im Anschluss an die Veresterung kann das nun von FFA befreite Öl in einem weiteren Reaktor umgeestert werden.

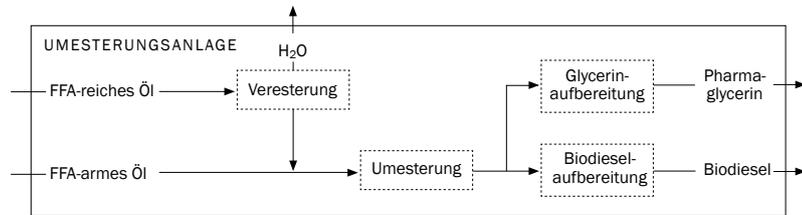


Abbildung 4: Biodieselproduktion auf Basis von Rohstoffen mit erhöhtem Anteil freier Fettsäuren und hier der Veresterung als Vorbehandlung

Biodieselaufbereitung

Methylesterwäsche. Nach der Umesterung und der Abtrennung der Methylester vom Glycerin werden Verunreinigungen aus dem Biodiesel gewaschen. Die Seifenbildung während der Umesterung kann durch eine Raffination des Öls minimiert, jedoch nicht völlig verhindert werden. Um die Seifen zu entfernen wird der Biodiesel zuerst mit Schwefelsäure (H_2SO_4) oder Salzsäure (HCl) vermischt. Da der Katalysator für die Umesterung basisch ist, werden hierdurch die Seifen in Salze und freie Fettsäuren gespalten. Nach der Säurewäsche wird der Biodiesel mit Wasser gewaschen und dadurch von den Salzen, Katalysator- und Seifenresten befreit. Das Washwasser wird sedimentiert und der Glycerinaufbereitung zugeführt.

Methylestertrocknung. Im Anschluss an die Methylesterwäsche wird der feuchte Biodiesel in einem Verdampfer getrocknet. Methanol- und Wasserreste verdampfen und können so aus dem Biodiesel entfernt werden. Das Dampfgemisch aus Methanol und Wasser wird mit dem Methanol-Wassergemisch aus der Glycerineindampfung zusammen kondensiert. Sofern Altspeisefette und Tierfette für die Biodieselproduktion verwendet wurden, muss der Biodiesel zusätzlich destilliert werden, um alle Methanolrückstände zu entfernen. Der Biodiesel ist nun soweit aufbereitet, dass er die geforderten Qualitätsanforderungen erfüllt und in den Verkehr gebracht werden kann.

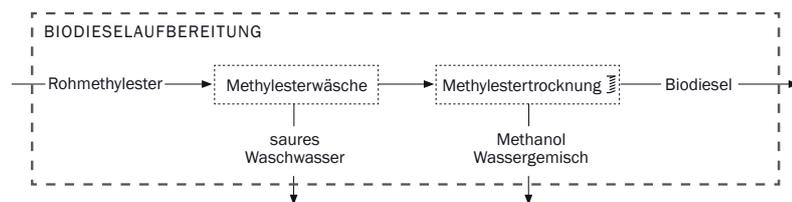


Abbildung 5: Teilprozesse der Methylesteraufbereitung

Glycerinaufbereitung

Das Glycerin ist unmittelbar nach der Umesterung mit Wasser, Methanol, freien Fettsäuren und Katalysatorresten vermischt. Das gewonnene Rohglycerin hat eine Reinheit von etwa 50 %. Durch den hohen Methanolgehalt wird es als gefährlicher Abfall eingestuft, weshalb es von Anlagenbetreibern häufig aufbereitet wird, um nicht aufwendig entsorgt werden zu müssen.

Technisches Glycerin. Zur Aufbereitung wird das Glycerin, ähnlich wie der Biodiesel, zuerst mit einer Säure vermischt, um enthaltene Seifen zu spalten. Im Anschluss wird das entstandene Gemisch gerührt und über einen Dekanter in drei Phasen geteilt: Die Salze fallen als feste Phase aus. Sofern KOH als Katalysator eingesetzt wird, kommt hierfür überwiegend Schwefelsäure zum Einsatz und die entstehenden Salze können als Düngemittel (K_2SO_4) genutzt werden. Das Glycerin-Wassergemisch lässt sich aufgrund des Dichteunterschiedes von den freien Fettsäuren trennen. Nach der Dekantierung verbleiben Methanol und Wasser in der Glycerinphase. Diese wird in einer Trocknung eingedampft und so von beiden Stoffen befreit. Durch die Trocknung erreicht das Glycerin eine Reinheit von ca. 80 %, was eine Vermarktung als technisches Glycerin ermöglicht.

Pharmaglycerin. Das technische Glycerin kann weiter auf die Stufe des Pharmaglycerins aufgewertet und so für pharmazeutische Zwecke, z. B. in der Kosmetikindustrie, eingesetzt werden. Bedingt durch höhere Prozesskosten findet dies jedoch nur in großen Biodieselanlagen statt. Das Glycerin durchläuft dazu eine Destillationskolonne, worin über mehrere Stufen die verbleibenden 20 % Wasser entzogen werden. Im Anschluss daran werden in der Desodorierung unter hohem Druck und hoher Temperatur mit Hilfe von Dampf die enthaltenen Begleit- und Geruchsstoffe entfernt. Zum Schluss wird das Glycerin mit Aktivkohle behandelt, gefiltert und gekühlt. Pharmaglycerin hat eine Reinheit von mindestens 99,7 %. Die freien Fettsäuren aus der Dekantierung können je nach Aufbau der Biodieselanlage unter Zugabe eines sauren Katalysators und Methanol verestert und dem Biodieselprozess wieder zugeführt oder vermarktet werden. Freie Fettsäuren kommen u. a. als Rohstoff für die Seifenherstellung oder als Zuschlagstoff in der Futtermittelindustrie zum Einsatz.

Methanolrückgewinnung. Sowohl bei der Trocknung von Biodiesel als auch von Glycerin fällt ein Methanol-Wassergemisch an. Dieses wird gesammelt und anschließend in einer dampfbeheizten Rektifikationskolonne getrennt. Das so wieder gereinigte Methanol wird gekühlt und dem Kreislauf wieder zugeführt.

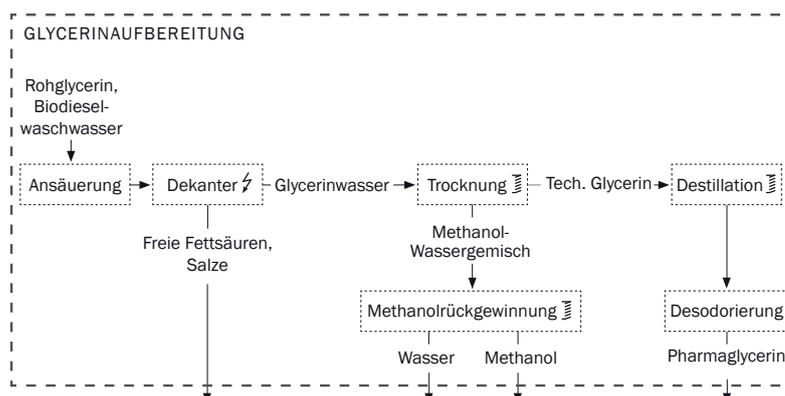


Abbildung 6: Teilprozesse der Glycerinaufbereitung

Typische Bandbreiten der wesentlichen In- und Outputströme



Foto: Gettyimages.de

Hinweis: In diesem Kapitel sind typische Bandbreiten und Richtwerte von wesentlichen Einsatzrohstoffen und Erzeugnissen sowie Neben-erzeugnissen in Biodieselanlagen zusammengestellt. Diese sind als Unterstützung bei der Prüfung von THG-Bilanzen auf Plausibilität zu verstehen. Dabei ist zu beachten, dass es vielfältige Möglichkeiten der Verfahrensauslegung gibt. Diese können hier nicht umfassend berücksichtigt werden. Es kann daher je nach Anlage teilweise auch zu Abweichungen zu den hier aufgeführten Werten kommen.

Erläuterungen zur Ölgewinnung

Pflanze / Ölsaart	Ölgehalt
Sojabohne	21%
Rapssaat	39%
Sonnenblumensaat	39%
Erdnuss	25%
Kokosnuss	23%
Sesamsaat	48%
(asiatische) Ölpalme	29%
Palmkern (geschält)	50%
Palmfrucht (Fruchtfleisch)	23%
Leinsaat	34%
Saflorsaat	17%

Die überwiegende Menge von Öl aus Ölsaaten wird durch die alleinige Lösungsmittelextraktion oder in Kombination mit vorangegangener mechanischer Pressung erzielt. Bedingt durch den geringeren Ölgehalt der Sojabohne im Vergleich zu Ölsaaten, sind höhere Energie- und Stoffeinsätze je Tonne Öl Output nötig.

Der Wasserbedarf bei der Ölgewinnung von Ölsaaten hängt von der Bilanzgrenze der Ölmühle und von Wasserrückgewinnungsmöglichkeiten ab. Einen größeren Einfluss auf den Wasserbedarf hat die Bilanzgrenze insofern, dass die Wasserentschleimung des Rohöls teilweise in den Ölmühlen erfolgt und somit nicht dem Raffinationsschritt zugerechnet wird. Wasser zur Erzeugung der Prozesswärme für die Konditionierung, Miscelladestillation, Entbenzinierung u. a. kann theoretisch komplett zurückgewonnen werden, jedoch treten mitunter Wasserdampfverluste auf oder es fallen Abwässer an.

Tabelle 2: Bandbreiten von Massen- und Energieströmen für die Gewinnung von Pflanzenöl aus verschiedenen Ölfrüchten.

		Rapssaat ¹		Sonnenblumensaat ¹		Sojabohne ¹		Palmkern		Palmfrucht	
		Menge je t Rohöl									
Input	Einheit	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Ölfrucht	kg	2.230	2.600	2.299		5.200	5.300	2.230		5.000	
Wasser	kg	500		-	-	-	-	400		6.860	
n-Hexan	kg	1	3	2		2	4	-		-	
Elektr. Energie	MJ	280	490	280		220	1.150	750		360	
Therm. Energie	MJ	1.400	1.800	1.300		2.200	5.300	-		8.460	
Output	Einheit	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Pressrückstand	kg	1.200	1.560	1.299		3.850	4.300	1.160		3.370	
Pflanzenöl	kg	1.000									

Die hier dargestellten Bandbreiten beruhen auf wissenschaftlichen Veröffentlichungen. Details zur Gewinnung von Pflanzenöl aus verschiedenen Ölfrüchten sind in der Originalliteratur zu finden [2-10]

¹ Kombination aus mechanischer Pressung und Lösungsmittelextraktion.



Foto: BTZ

Die Ölgewinnung aus der Ölpalme unterscheidet sich von denen der Samenfette und -öle. In der Palmfrucht ist das meiste Öl im Fruchtfleisch enthalten. Die Frucht (Beere) wird hier unter Einsatz von Dampf sterilisiert, entbeert und anschließend mit Hilfe von Wasserdampf gekocht. Im nächsten Schritt werden die Beeren gepresst und die Nüsse aus dem Pressrückstand entfernt und getrennt weiterbehandelt. Der Most der Pressung enthält etwa zu einem Drittel Öl, welches gewaschen, erhitzt und von Verunreinigungen befreit werden muss. Der Wasserbedarf ist hier, bedingt durch den Wasch- und Wasserdampfbedarf verglichen mit anderen Ölfrüchten, um ein Vielfaches höher. Der Wasserdampfbedarf führt auch zu einem vergleichsweise stark erhöhten Bedarf an thermischer Energie. Im Gegensatz zu Ölsaaten ist die Transportfähigkeit von Palmfrüchten stark eingeschränkt, sodass diese unmittelbar nach der Ernte verarbeitet werden müssen. Folglich befinden sich Palmölmühlen oftmals in unmittelbarer Nähe der Palmölplantagen und sind nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen, weshalb sie sich in der Regel selbst mit Energie versorgen. Als Energieträger werden hierfür der Pressrückstand der Palmfrucht sowie die Schalen der enthaltenen Nüsse verwendet.

Für den bei der Palmölgewinnung anfallenden Abfallstoff (POME – palm oil mill effluent) gibt es verschiedene Behandlungsmöglichkeiten. Die anaerobe Behandlung durch das Einleiten in offene Sammelstellen stellt die einfachste Form dar. Bedingt durch den Sauerstoffabschluss kommt es hier zur Methanbildung und Methanemissionen, welche sich negativ auf die Treibhausgasbilanz des Palmöls bzw. des Palmölbiodiesels auswirken. Alternativ dazu gibt es die Möglichkeit der aeroben Behandlung. Die POME wird hierfür im Sammelbecken bewegt, sodass diese mit Sauerstoff in Kontakt kommt und eine Methanbildung verhindert wird. Eine weitere Option ist die geschlossene, anaerobe Lagerung und hier die Speicherung des gebildeten Methans und Nutzung als Biogas.

Die Palmkerne werden getrennt von der Palmfrucht behandelt. Sie haben mengenmäßig nur einen kleinen Anteil. Während das Fruchtfleisch ca. 60 % der Ölfrucht ausmacht, liegt der Anteil von Palmkernen bei ca. 5 %. Gegenüber dem Fruchtfleisch sind sie besser transportfähig, sodass sie nicht zwingend vor Ort verarbeitet werden müssen. Das Palmkernöl wird mechanisch durch einfache oder doppelte Pressung gewonnen.

Erläuterungen zur Raffination

Die Energie- und Stoffströme für die Raffination des Pflanzenrohöls variieren nur geringfügig. Je nach Qualität der Ölfrucht (Wasser- und FFA-Gehalt) schwankt der Rohöleinsatz leicht. Palmrohöl hat gegenüber Samenölen leicht erhöhte FFA-Anteile, da der Reifeprozess der über 1.500 einzelnen Beeren eines Fruchtstandes der Ölpalme nicht völlig gleichmäßig erfolgt. Um den größtmöglichen Ertrag zu erzielen, werden einige überreife Beeren in Kauf genommen, die einen erhöhten Gehalt an freien Fettsäuren aufweisen, welcher sich auf das Öl überträgt.

Neben der Qualität sind vor allem die Verfahrensschritte (Voll- oder Teilraffination) maßgebend für die Stoff- und Energieeinsätze. Bei der Vollraffination von Ölen wirkt sich zudem das Raffinationsverfahren (chemische oder physikalische Raffination) zusätzlich auf die Bilanzen aus. So sind die Mengen des alkalischen Katalysators, der Säure und des Abwassers bei der chemischen Raffination höher, da die freien Fettsäuren hier mit Hilfe des Katalysators und nicht destillativ abgetrennt werden. Die bei der alkalischen Neutralisation entstandenen Seifen werden mit Hilfe einer Säure in Salze und freie Fettsäuren gespalten, während die freien Fettsäuren bei der physikalischen Raffination destillativ entfernt werden. Darüber hinaus müssen die dadurch entstandenen sauren Abwässer durch einen alkalischen Katalysator neutralisiert werden, bevor sie entsorgt werden können. Des Weiteren sind bei der chemischen Raffination die Ölverluste leicht höher, da bei der Anwendung von Laugen ein kleiner Teil der Glyceride verseift. Zusätzlich löst die Seife einen Teil des Öls heraus. Insgesamt entstehen hier mehr Fettsäuren, als ursprünglich in Form freier Fettsäuren im Rohöl enthalten waren.

Je nach Wasseraufbereitung in der Biodieselanlage können die Wasser- und Abwassermengen teilweise erheblich schwanken.

Quellen der hier dargestellten Bandbreiten und weiterführende Literatur mit Prozessdaten für die Raffination von Pflanzenölen: [4], [11].

Bei der Entschleimung von rohem Raps- und Sojaöl fällt Lecithin an, welches bei Raps überwiegend dem Schrot beigemischt wird. Bei der Entschleimung von Sojaöl wird dies jedoch überwiegend abgetrennt und gesondert vermarktet. Anwendungsmöglichkeiten bestehen in der Nahrungsmittelindustrie, wo es als Emulgator und Stabilisator eingesetzt wird.

Tabelle 3: Bandbreiten von Massen- und Energieströmen für die Raffination von Pflanzenöl

Input	Einheit	Menge je t raffiniertes Öl	
		min.	max.
Rohöl	kg	1.010	1.045
Bleicherde	kg	5	9
NaOH	kg	2	7
H ₃ PO ₄	kg	-	1
H ₂ SO ₄	kg	-	2
Wasser	kg	20	700
Elektr. Energie	MJ	20	130
Therm. Energie	MJ	230	350
Freie Fettsäuren	kg	12	

Output	Einheit	Menge je t raffiniertes Öl	
		min.	max.
Raffiniertes Öl	kg	1.000	
Bleicherde	kg	6	14
FFA	kg	10	42
Lecithin	kg	10	25
Abwasser	kg	80	700

Erläuterungen zur Umesterung

Die eingesetzte Menge **Pflanzenöl** ist weniger abhängig von der Art des Öls (Raps, Soja, Sonnenblumen oder Palmfrüchte) als von der Qualität. Je höher der Anteil an Triglyceriden desto weniger Pflanzenöl wird für die gleiche Menge Biodiesel in der Umesterung benötigt.

Der Einsatz von **Methanol** ist u. a. von der Qualität des eingesetzten Öls abhängig. Je höher der Anteil an Triglyceriden, desto mehr Methylester kann produziert und damit Methanol verbraucht werden. Den größeren Einfluss hat jedoch die Rückgewinnung des Methanols, welches nach der Umesterung in der Glycerin- und Methylesterphase enthalten ist und durch Reinigungsschritte entfernt werden muss. Je nach Aufbau der Biodieselanlage werden die entzogenen Methanolreste dem Umesterungsprozess zu unterschiedlichen Anteilen erneut zur Verfügung gestellt.

Der alkalische **Katalysator** wird im Mengenverhältnis von 0,5 – 2 % zum Pflanzenöl verbraucht. Der Verbrauch ergibt sich während der Umesterung durch die Seifenbildung mit freien Fettsäuren. Die Katalysatorreste werden durch die Ansäuerung der Biodiesel- und Glycerinphase in Salze überführt und entsorgt bzw. im Falle von K_2SO_4 als Nebenprodukt veräußert. Weitere geringe Katalysatormengen werden für die Glycerinaufbereitung benötigt, da dieses nach der Ansäuerung einen niedrigen pH-Wert aufweist, welcher durch die Zugabe für die weitere Aufbereitung angehoben wird.

Die Wahl der **Säure** hängt u. a. von der Wahl des Katalysators ab. Bei KOH bietet sich Schwefelsäure für die Ansäuerung der Biodiesel- und Glycerinphase an. Der Verbrauch richtet sich nach der Katalysatormenge, die über die Verseifung mit Hilfe der Säure abgetrennt werden muss. Die Veresterung freier Fettsäuren erhöht den Säureverbrauch zusätzlich.

Die Menge des **Wassers** für die Biodiesel- und Glycerinwäsche hängt von der Abwasserbehandlung der Biodieselanlage ab. Gleiches gilt für die Menge an **Abwasser** und dessen Gefährlichkeitseinstufung.

Der Energieeinsatz variiert ebenfalls sehr stark. Der Einsatz von Wärme kann durch ein effizientes Rückgewinnungskonzept minimiert werden. Der benötigte Dampf wird entweder mittels eines Brennstoffs (u. a. Heizöl, Erdgas) in einem Boiler in der Biodieselanlage erzeugt oder von außen bezogen. Insbesondere bei kleinen Biodieselanlagen kann der Verbrauch elektrischer Energie über dem Wert in der Bandbreitentabelle liegen, da die Prozesswärme hier oftmals durch elektrische Energie erzeugt wird.

Glycerin als Nebenprodukt der Biodieselproduktion fällt je nach Grad der Aufbereitung, von Rohglycerin (50 %) bis Pharmaglycerin (> 99 %) in unterschiedlichen Mengen an.

Quellen der Bandbreiten für die Umesterung von Pflanzenöl zu Pflanzenölmethylester [2], [4 - 6], [8], [11 - 16].

Tabelle 4: Bandbreiten von Massen- und Energieströmen für die Umesterung von Pflanzenöl zu Pflanzenölmethylester.

Input	Einheit	Menge je t Biodiesel	
		min.	max.
Pflanzenöl	kg	995	1.080
Methanol	kg	100	200
Alkalischer Katalysator	kg	5	20
Säure	kg	10	20
HCl	kg	-	20
H ₂ SO ₄	kg	-	20
H ₃ PO ₄	kg	-	5
Wasser	kg	20	2.000
Elektr. Energie	MJ	60	220
Therm. Energie	MJ	1.400	2.500

Output	Einheit	Menge je t Biodiesel	
		min.	max.
Biodiesel	kg	1.000	
Glycerin	kg	90	200
K ₂ SO ₄	kg	-	40
Abwasser	kg	20	2.000

Tabelle 5: Typische Heizwerte und Dichten verschiedener Rohstoffe und Hilfsstoffe der Biodieselproduktion [17].

Material	Unterer Heizwert (MJ/kg)	Dichte (kg/m ³)
Rapssaat (9 % H ₂ O)	27,0	-
Sonnenblumenkerne (9 % H ₂ O)	27,2	-
Sojabohnen (13 % H ₂ O)	23,0	-
FFB (Fresh Fruit Bunch) (34 % H ₂ O)	24,0	-
n-Hexan	45,1	-
Palmkernschrot (10 % H ₂ O)	16,0	-
Sonnenblumenextraktionsschrot (10 % H ₂ O)	18,2	-
Sojaextraktionsschrot (11,6 % H ₂ O)	19,1	-
Rapsextraktionsschrot (12,8 % H ₂ O)	18,4	-
Pflanzenöl (roh, raffiniert)	37,0	920
Methanol	19,9	793
Glycerin	16,0	1.260
Biodiesel (Methylester)	37,2	890
Fossiler Diesel	43,1	832

Berechnung von THG-Emissionen und dem THG-Minderungspotenzial

Zur Berechnung der THG-Emissionen, die mit der Produktion und der Nutzung von Biodiesel verbunden sind, werden die THG-Emissionen und die THG-Einsparungen entlang der gesamten Biodieselprozesskette summiert. Dabei berechnet jede Schnittstelle dieser Kette die bei ihr anfallenden THG-Emissionen und addiert sie zu den THG-Emissionen aus den vorgelagerten Schnittstellen. Daneben besteht für die Schnittstellen die Möglichkeit, statt der individuellen Berechnung der THG-Emissionen Teilstandardwerte gemäß RL 2009/28/EG (RED) und Biokraft-NachV¹ zu verwenden [18], [19]. Die letzte Schnittstelle trägt die THG-Emissionen aus den individuellen Rechnungen oder den Teilstandardwerten zusammen und gibt den THG-Emissionswert bezogen auf einen MJ Biodiesel aus. Darüber hinaus wird von der letzten Schnittstelle das THG-Minderungspotenzial im Vergleich zu einem definierten fossilen Vergleichswert berechnet.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst das prinzipielle Verfahren der THG-Berechnung erläutert und anschließend anhand einer beispielhaften Prozesskette demonstriert.

Berechnungsformel

Entscheidet sich eine Schnittstelle in der Prozesskette zur Biokraftstoffproduktion für die Berechnung individueller THG-Einsparungen auf der Basis der Verwendung tatsächlicher Werte, so erfolgt diese Berechnung nach den in der Biokraft-NachV definierten methodischen Grundlagen [19]. Das Regelwerk enthält konkrete Berechnungsformeln. Das THG-Minderungspotenzial eines Biokraftstoffes ergibt sich zum einen aus den THG-Emissionen der Biokraftstoffproduktion und -nutzung und zum anderen aus dem Vergleich zum fossilen Referenzwert. Die folgenden Abschnitte erläutern die methodischen Grundlagen beider Berechnungsschritte.

Berechnung der THG-Emissionen

Die Gesamtemissionen berechnen sich anhand folgender, allgemein verbindlicher Formel (gemäß RL 2009/28/EG (RED) und Biokraft-NachV). Diese setzt sich aus den THG-Emissionen und THG-Emissionseinsparungen zusammen.

$$E = \underbrace{e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u}_{\text{THG-Emissionen aus:}} - \underbrace{e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}}_{\text{THG-Emissionseinsparungen durch:}}$$

THG-Emissionen aus:

e_{ec} =	der Rohstoffgewinnung
e_l =	Landnutzungsänderungen
e_p =	der Verarbeitung
e_{td} =	der Lieferung
e_u =	der Nutzung

THG-Emissionseinsparungen durch:

e_{sca} =	bessere landwirt. Bewirtschaftungspraktiken
e_{ccs} =	Abscheidung und geologische Speicherung von CO ₂
e_{ccr} =	Abscheidung und Ersetzung von CO ₂
e_{ee} =	überschüssigen Strom aus KWK

■ Schnittstellen sind zertifizierungsbedürftige Betriebe entlang der Biokraftstoffproduktionskette. Unterschieden wird dabei zwischen Ersterfassern (z. B. Händlern und Genossenschaften, die die Biomasse aufnehmen), Ölmühlen und sonstigen Betrieben, die flüssige oder gasförmige Biomasse für die Endverwendung auf die erforderliche Qualitätsstufe aufbereiten (z. B. Biodieselproduktionsanlage). Die Schnittstelle, die den Biokraftstoff für die Endverwendung auf die erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet (z. B. Biodieselanlage), wird als letzte Schnittstelle bezeichnet.

■ Grundsätzlich gibt es drei verschiedene Möglichkeiten THG-Emissionswerte bereitzustellen: Verwendung von i) Gesamtstandardwerten (Anlage 2 Biokraft-NachV), ii) individuell berechneten Werten und iii) einer Kombination aus Teilstandardwerten und individuell berechneten Werten.

¹ Die Biokraft-NachV entspricht der nationalen Umsetzung der auf europäischer Ebene in Kraft getretenen RL 2009/28/EG. Da die Umsetzung in das deutsche Recht 1:1 erfolgt ist, wird im folgenden Text nur noch die Biokraft-NachV zitiert.

Was bei einer Kombination aus Teilstandardwerten und individueller Berechnung der THG-Emissionen zu beachten ist, ist im Kapitel FAQ erläutert.

- Emissionsfaktoren sind die „Emissionsrucksäcke“ der eingesetzten Hilfsstoffe und Energieträger. Sie beinhalten die THG-Emissionen aus der Produktion und Bereitstellung (im Falle von Energieträgern häufig auch der Nutzung) eines Hilfsstoffes oder Energieträgers. Wissenschaftliche Veröffentlichungen dienen als Quellen für Emissionsfaktoren.
- Gemäß RED und Biokraft-NachV werden die THG-Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs e_u für Biokraftstoffe auf null gesetzt.
- e' stellt die THG-Emissionen bezogen auf das (Zwischen)erzeugnis der jeweiligen Prozessstufe dar (z. B. g CO₂-Äq./kg Rapsöl). e steht für die THG-Emissionen bezogen auf den Energiegehalt des Erzeugnisses (z. B. g CO₂-Äq./MJ Biodiesel).
- Ein Nebenerzeugnis ist eines von mehreren Erzeugnissen, die aus dem gleichen Produktionsprozess hervorgehen. THG-Emissionen dürfen nur zwischen Biokraftstoff und Nebenerzeugnissen aufgeteilt werden. Abfälle, Ernte-, Verarbeitungs- sowie Produktionsrückstände gelten nicht als Nebenerzeugnisse. Die Produktion von Nebenerzeugnissen ist eines der primären Ziele eines Produktionsprozesses, d. h. ihre Produktion war unmittelbar gewünscht und der Produktionsprozess wurde absichtlich geändert, um sie zu erzeugen (EU COM 2010/C 160/02). Die Allokation (Aufteilung der THG-Emissionen) sollte nach dem Verfahrensschritt erfolgen, bei dem das Nebenerzeugnis produziert wurde bzw. dort, wo die Erzeugnisse keine weitere nachgelagerte Verarbeitung erfahren, die durch stoffliche oder energetische Rückkopplungsschleifen mit dem vorgelagerten Teil der Verarbeitung verbunden ist (EU COM 2010/C 160/02). Werden an mehreren Stellen der Biodieselproduktionskette Nebenerzeugnisse produziert, müssen mehrere Allokationsfaktoren berücksichtigt werden (siehe Beispielrechnung). Weitere Informationen finden sich im Kapitel FAQ.

Berechnung des THG-Minderungspotenzials

Nach Berechnung der Gesamtemissionen wird das THG-Minderungspotenzial nach folgender Formel von der letzten Schnittstelle ermittelt:

$$THG - Minderung = \left[\frac{E_{Fossilbrennstoff} - E_{Biokraftstoff}}{E_{Fossilbrennstoff}} \right] * 100$$

$E_{Fossilbrennstoff}$ = Gesamtemissionen des fossilen Referenzbrennstoffs
 $E_{Biokraftstoff}$ = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs (z. B. Biodiesel)

Gemäß Biokraft-NachV ist $E_{Fossilbrennstoff}$ auf 83,8 g CO₂-Äq./MJ festgesetzt.

Berechnungsschema

Nachfolgend ist das Berechnungsschema für die individuelle Ermittlung der THG-Emissionen sowie des THG-Minderungspotenzials schrittweise dargestellt.

Berechnung der THG-Emissionen je Term der Berechnungsformel

Die THG-Emissionen werden für jede Schnittstelle berechnet und bezogen auf die Menge des bearbeiteten Zwischenerzeugnisses an die nachgelagerte Schnittstelle weitergegeben. Für die Terme (bzw. Schnittstellen) e_{ec} , e_p , e_{td} , e_u gilt jeweils das gleiche Rechenprinzip. Um die THG-Emissionen dieser Schnittstellen zu ermitteln, werden die in der Prozesskette eingesetzten Hilfsstoffe und Energieträger mit deren Emissionsfaktoren multipliziert und durch die Menge des Zwischenerzeugnisses oder Haupterzeugnisses geteilt.

$$e'_{ec,p,td,u} = \frac{\sum(\text{Einsatzmenge des Stoffes} * \text{Emissionsfaktor des Stoffes})}{\text{Ertrag bzw. Menge des (Zwischen)produktes}}$$

Für die Berechnung der Terme e_p , e_{sca} , e_{ccs} , e_{ccr} , e_{ee} gelten gesonderte Regelungen, die zum Teil in der Beispielrechnung und den häufig gestellten Fragen erläutert werden.

Allokation der THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff und den Nebenerzeugnissen

Treten bei einer der Schnittstellen zusätzliche Nebenerzeugnisse auf, so werden die bis zur Produktion des Haupterzeugnisses und des Nebenerzeugnisses entstandenen THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff (oder seinem Vorprodukt) und dem Nebenerzeugnis verteilt (alloziert). Grundlage für die Allokation sind die Energiegehalte der Originalsubstanz (nicht nur der Trockensubstanz) des Biokraftstoffs und der Nebenerzeugnisse. Der allozierte Wert wird an die nachgelagerte Schnittstelle weitergegeben. Der allozierte Wert wird wie folgt ermittelt:

$e_{\text{alloziert}}$ = THG-Emissionen bis zum Auftreten des Nebenerzeugnisses * Allokationsfaktor (AF)

$$AF = \frac{m_{\text{Hauptprodukt}} * H_{\text{unterer, Hauptprodukt}}}{m_{\text{Hauptprodukt}} * H_{\text{unterer, Hauptprodukt}} + m_{\text{Nebenerzeugnis}} * H_{\text{unterer, Nebenerzeugnis}}} \quad \text{mit } m=\text{Masse, } H=\text{Heizwert}$$

Berechnung der Gesamtemissionen und des THG-Minderungspotenzials

Die letzte Schnittstelle berechnet die Summe der THG-Emissionen. Sind die THG-Emissionen aus den Transportprozessen nicht mit angegeben bzw. wurde nicht bereits der Teilstandardwert für den Transport verwendet, ermittelt die letzte Schnittstelle, in welche Regionen der Kraftstoff transportiert werden kann ohne das entsprechende THG-Minderungspotenzial zu unterschreiten. Zudem rechnet die letzte Schnittstelle unter Berücksichtigung des unteren Heizwertes von Biodiesel die Gesamtemissionen der Herstellungs- und Lieferkette auf den Energiegehalt des Kraftstoffs (i.d.R. je MJ) um.

Datenarten und Datenquellen

Innerhalb der THG-Bilanzierung werden verschiedene Datenarten aus verschiedenen Datenquellen benötigt. Im Folgenden sind sie tabellarisch zusammengefasst. Weitere Ausführungen zu Datenquellen finden sich in den FAQ.

Tabelle 6: Datenquellen der THG-Bilanzierung

Datenarten	Datenquellen
Betriebliche Verbrauchsdaten (Rohstoffgewinnung, Verarbeitung, Transport)	Tatsächliche Messung erforderlich
Emissionsfaktoren	Entnahme aus Literatur, Datenbanken
Heizwerte	Entnahme aus Literatur, Datenbanken
Lachgasemissionen aus der Rohstoffgewinnung	Modellansätze nach IPCC oder GNOC

- Für Werte aus Literaturquellen oder Datenbanken müssen die entsprechenden Quellen angegeben werden (Autor, Titel, (Zeitschrift, Band) Jahr).

Beispielrechnung für Biodiesel aus Rapssaat

■ Für diese Beispielrechnung werden betriebliche Daten (tatsächliche Werte) herangezogen. Was bei der Verwendung von Teilstandardwerten berücksichtigt werden muss, ist in den FAQ erläutert.

Am Beispiel der im Folgenden dargestellten Prozesskette werden die Berechnung der THG-Emissionen und die Ermittlung des THG-Minderungspotenzials abgebildet. Die Beispielrechnung folgt dem, im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Berechnungsschema. Dabei werden zuerst je Berechnungsterm die gegebenen betrieblichen Daten und die entsprechenden Emissionsfaktoren aufgeführt, anschließend erfolgen der Einsatz dieser Daten in die Berechnungsformeln und der Hinweis auf typische Fehler bei der Berechnung.

Darstellung einer beispielhaften Prozesskette

Im Folgenden wird eine Prozesskette zur Biodieselproduktion auf Basis von Rapssaat beispielhaft beschrieben und die Berechnung der THG-Emissionen schrittweise erklärt. Die in Abbildung 7 dargestellte Prozesskette besteht aus dem Rapsanbau, dem Transport der Rapssaat zur Ölmühle, der Ölmühle, der Biodieselanlage und der Distribution des Biodiesels an die Verbrauchsstellen. Neben den THG-Emissionen, die innerhalb dieser Prozesskette freigesetzt werden, müssen entsprechend der grundsätzlichen Berechnungsformel auch die THG-Emissionen aus den Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen und theoretisch die THG-Emissionseinsparungen infolge eventueller CO₂-Abscheidung und geologischer Speicherung oder Ersetzung sowie der Einspeisung von überschüssigen Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt werden (siehe auch FAQs). Letztere spielen jedoch in der vorgestellten Beispielrechnung für Biodiesel keine Rolle.

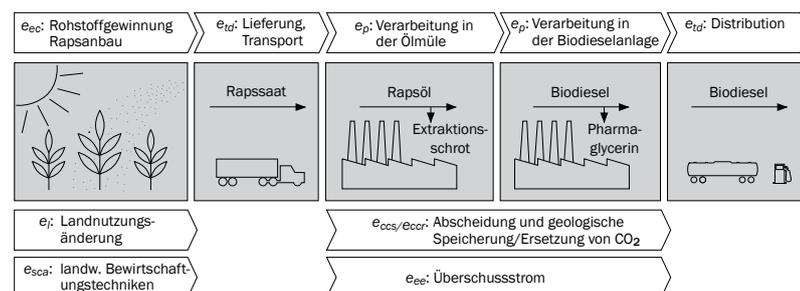


Abbildung 7: Beispielhafte rapsbasierte Biodieselproduktionskette

Nach Anbau und Ernte wird die Rapssaat zur Ölmühle transportiert. In der Ölmühle wird im nächsten Schritt Rapsöl und als Nebenerzeugnis Rapsextraktionsschrot (bei kleineren Anlagen wird zum Teil auf Extraktion verzichtet und es entsteht Rapspresskuchen als Nebenerzeugnis) erzeugt. Das Extraktionsschrot wird in der Regel als proteinreiches Futtermittel verkauft und muss bzw. darf entsprechend mittels Allokation in der THG-Bilanz berücksichtigt werden. Das erzeugte Pflanzenöl wird raffiniert und in der Biodieselanlage zu Kraftstoff verarbeitet. In diesem Prozess fällt neben Biodiesel Glycerin an, welches nach einer Aufbereitung z. B. an die Pharmaindustrie verkauft wird. Das Nebenerzeugnis Pharmaglycerin wird in der Bilanz ebenfalls über eine Allokation berücksichtigt. Der erzeugte Biodiesel wird anschließend zu den verschiedenen Verbrauchsstellen transportiert.

Rohstoffgewinnung e'_{ec}

In der Praxis wird für diese Prozessstufe in der Regel ein Teilstandardwert oder ein NUTS-2-Wert verwendet. Für die Beispielrechnung berücksichtigen wir an dieser Stelle aber auch die tatsächlichen THG-Emissionen aus dem Prozess der Rohstoffgewinnung. Der Ersterfasser nimmt z. B. eine Lieferung von Rapssaat, die aus einem vorangegangenen Anbausystem stammt, auf. Dabei müssen alle Betriebsdaten der Rapsproduktion (z. B. Daten zur Düngemittelgabe, zum Diesel- und Stromverbrauch sowie zum Ernteertrag, etc.) aus betrieblichen Dokumenten (z. B. einer Schlagkartei) entnommen werden. Gängige Werte von Emissionsfaktoren (EF) dieser Einsatzstoffe und -energien sind folgend aufgeführt. Diese stammen aus der Literatur und anerkannten Datenbanken.

Tabelle 7: Eingangsgrößen und Emissionsfaktoren für die Rapsproduktion

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert	Einheit EF	Wert EF	Quelle EF
Saatgut	kg/(ha*a)	6,0	kg CO ₂ -Äq./kg	0,73	[Biograce]
N-Dünger	kg/(ha*a)	137,4	kg CO ₂ -Äq./kg	5,88/ 6,41/ 7,59	[Biograce]/ [BLE]/ [Gemis]
P ₂ O ₅ -Dünger	kg/(ha*a)	33,7	kg CO ₂ -Äq./kg	1,01/1,18	[Biograce]/ [BLE]
K ₂ O-Dünger	kg/(ha*a)	49,5	kg CO ₂ -Äq./kg	0,58/0,66	[Biograce]/ BLE
CaO-Dünger	kg/(ha*a)	19,0	kg CO ₂ -Äq./kg	0,13/ 0,30	[Biograce]/ BLE
Pflanzenschutzmittel	kg/(ha*a)	1,2	kg CO ₂ -Äq./kg	10,97	[Biograce]
Diesel (landwirtschaftl. Maschinen)	l/(ha*a)	82,6	kg CO ₂ -Äq./l	3,14/ 2,1	[Biograce]/ BLE
Strombedarf (Trocknung)	kWh/(ha*a)	70,3	kg CO ₂ -Äq./kWh	0,61/ 0,60/ 0,58	[Biograce]/[BLE]/ [Öko-Institut]
Lachgasemissionen aus N-Düngung			kg CO ₂ -Äq./ kg N-Dünger	9,03 ²	[Biograce]

Ertrag	Einheit	Wert
Rapserttrag	kg/(ha*a)	3113

Gemäß dem erläuterten Rechenschema werden die Mengen der verwendeten Hilfsstoffe und die zugehörigen Emissionsfaktoren in die Gleichung eingesetzt. Für den Rapsanbau ergibt sich demnach folgender Wert für e'_{ec} :

$$e'_{ec} = \frac{\left(6 \frac{kg}{ha * a} * 0,73 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right) + \left(137,4 \frac{kg}{ha * a} * 5,88 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right) + \left(33,7 \frac{kg}{ha * a} * 1,01 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right)}{3,113 \frac{t}{ha * a}} + \frac{\left(49,5 \frac{kg}{ha * a} * 0,58 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right) + \left(19,0 \frac{kg}{ha * a} * 0,13 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right) + \left(1,2 \frac{kg}{ha * a} * 10,97 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right)}{3,1134 \frac{t}{ha * a}} + \frac{\left(82,6 \frac{l}{ha * a} * 3,14 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{l}\right) + \left(70,3 \frac{kWh}{ha * a} * 0,61 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kWh}\right) + \left(137,4 \frac{kg}{ha * a} * 9,03 \frac{kg CO_2 \ddot{A}q.}{kg}\right)}{3,113 \frac{t}{ha * a}}$$

Grundformel:

$$e'_{ec} = \frac{\sum EM * EF}{Ertrag \text{ bzw. Menge}}$$

■ Die Werte des Rapsanbaus stammen überwiegend von www.biograce.net, dabei wurden für die Düngemittelmengen Entzugsdaten herangezogen [20].

■ Bei Düngemittelangaben muss darauf geachtet werden, ob sich die Werte auf das gesamte Düngemittel (z. B. Kombidünger) oder nur auf den eingesetzten Nährstoff beziehen.

■ N₂O ist ein Treibhausgas, das u. a. bei dem Einsatz von stickstoffhaltigen Düngemitteln in der Landwirtschaft freigesetzt wird. Dabei wird zwischen direkten und indirekten Lachgasemissionen unterschieden. Direkte Lachgasemissionen entstehen z. B. durch Stickstoffeinträge aus organischen und mineralischen Düngemitteln und atmosphärischer N-Deposition. Indirekte Lachgasemissionen werden verursacht, wenn Stickstoffverbindungen wie Nitrat und Ammoniak z. B. infolge eines N-Düngemiteleinsetzes in die umliegenden Naturräume gelangen. Lachgasemissionen können nach dem GNOC-Modell (Global Nitrous Oxide Calculator) oder der IPCC-Methode (Tier 1) berechnet werden. Unter <http://gnoc.jrc.ec.europa.eu> können die Feldemissionen nach dem GNOC-Modell berechnet werden. Das Biograce-Tool bietet unter www.biograce.net nach der IPCC-Methode einen Lachgasrechner.

² Der hier angegebene Emissionsfaktor für die Lachgasemissionen ist kein Emissionsfaktor im klassischen Sinne. Er muss für jede Kultur und die entsprechende Düngemittelmenge und -art (z. B. synthetische Düngemittel, organische Düngemittel) individuell bestimmt werden.

Der Ersterfasser gibt somit einen Wert von 782 kg CO₂-Äq./t Rapssaat an die Ölmühle weiter.

Mögliche Berechnungsfehler

- Lachgasemissionen gemäß der IPCC- oder GNOC-Methode dürfen nicht vergessen werden
- Unter dem Handelsnamen von Düngern (z. B. Kalkammonsalpeter) können z. T. keine EF ermittelt werden. Hier wird die chemische Bezeichnung des Düngers (z. B. Calciumammoniumnitrat) benötigt
- Es muss darauf geachtet werden, ob sich der EF des Düngemittels/ Pesticids nur auf den Wirkstoff (z. B. kg N) oder auf die Menge des Düngers (z. B. Calciumammoniumnitrat besteht aus 76 % NH₄NO₃ und 24 % CaCO₃) bezieht. Wieviel N im Düngemittel ist, kann über die Stöchiometrie ermittelt werden.
- Einheiten-Umrechnungsfehler, z. B.:
 - beziehen sich die Menge des Einsatzstoffes und der EF des Einsatzstoffes auf unterschiedliche Mengeneinheiten, z. B. 6 kg Saatgut/(ha*a) und EF von 3,54 kg CO₂-Äq./t Saatgut
 - Es sind die Einsatzmengen evtl. in Jahreseinsatzmengen, z. B. kg/a, angegeben, während der Ertrag auf Hektar bezogen, z. B. kg/(ha*a), angegeben wird. In diesem Fall ist ein Flächenbezug, d. h. eine Umrechnung der Jahreseinsatzmengen auf einen Hektar, notwendig.

■ Gemäß EU COM 2010/C 160/02 könnten „verbesserte landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken“ z. B. folgende Praktiken beinhalten:

- Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung,
- verbesserte Fruchtfolgen und/oder Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände,
- verbesserte Düngemittel- oder Naturdüngerwirtschaft,
- Einsatz von Bodenverbesserern (z. B. Kompost).

Hierzu ist allerdings ein Nachweis über die Zunahme des Kohlenstoffbestandes im Boden zu erbringen.

Landnutzungsänderungen e'_l

Wurde Fläche zur Rapsproduktion bereits vor dem 01.01.2008 landwirtschaftlich genutzt?

In diesem Beispiel: Ja. Damit ist der Wert für e'_l gleich null.

$$e'_l = 0$$

Bessere landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken e'_{sca}

In diesem Beispiel: Es sind keine kohlenstoffanreichernden Maßnahmen erfolgt

$$e'_{sca} = 0$$

Transport e'_{td1}

Die Rapssaat wird vom Ersterfasser zur Ölmühle transportiert. Für diesen Prozessschritt sind beispielhaft folgende Daten hinterlegt:

Tabelle 8: Basisdaten für den Transportprozess

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert
Masse der transportierten Rapssaat	kg	24.000,00
Transportmittel		LKW (Diesel)
Transportdistanz beladen (dbeladen)	km	80,00
Transportdistanz leer (dleer)	km	20,00
Kraftstoffverbrauch beladen (Kbeladen)	l/km	0,41
Kraftstoffverbrauch leer (Kleer)	l/km	0,24

■ Die Werte des Transportes stammen aus dem Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung der BLE [21].

Ein Emissionsfaktor für den eingesetzten Kraftstoff Diesel ist nachfolgend aufgeführt:

Tabelle 9 Emissionsfaktor des für den Transportprozess eingesetzten Diesel

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	EF	Quelle
Diesel	kg CO ₂ -Äq./l	3,14/3,01	[Biograce]/[TREMOS]

Die THG-Emissionen aus dem Transport werden wie folgt berechnet:

$$e'_{td1} = \frac{\left(80 \text{ km} * 0,41 \frac{\text{l}}{\text{km}} + 20 \text{ km} * 0,24 \frac{\text{l}}{\text{km}}\right) * 3,14 \frac{\text{kgCO}_2\text{Äq}}{\text{l}}}{24 \text{ t}}$$

$$e'_{td1} = 4,9 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./t Rapssaar, ohne Allokation}$$

Grundformel:

$$e'_{td1} = \frac{(d_{bet.} * K_{bet.} + d_{leer} * K_{leer}) * EF}{\text{transportierte Rapssaar}}$$

Mögliche Berechnungsfehler

- Einheiten- und Umrechnungsfehler, z. B. Dieserverbrauch und Emissionsfaktor von Diesel müssen sich einheitlich auf l oder kg beziehen

Verarbeitung e'_{p1}: Ölmühle

Eine Ölmühle erhält Rapssaar und verarbeitet diese zu Rapsöl und Extraktionsschrot. Die Berechnung der THG-Emissionen für diese Schnittstelle erfolgt auf Basis der folgenden, beispielhaften Betriebsdaten. Gängige Werte von Emissionsfaktoren dieser Einsatzstoffe und -energien sind ebenfalls nachfolgend aufgeführt. Diese stammen aus der Literatur und anerkannten Datenbanken.

Tabelle 10: Eingangsgrößen und Emissionsfaktoren für die Rapsölproduktion

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert	Einheit EF	Wert EF	Quelle EF
Rapssaar	t/a	350.000			
Erdgas	GJ/a	225.556	kg CO ₂ -Äq./MJ	0,067/0,072/0,070	[20-22]
Strombedarf	MWh/a	4.433,33	kg CO ₂ -Äq./kWh	0,61/ 0,60/ 0,58	[20-22]
Hexan	kg/a	280.000	kg CO ₂ -Äq./kg	3,63	[20]

Produkte	Einheit	Wert	Einheit EF	Wert EF	Quelle EF
Rapsöl	t/a	150.000			
Rapsextraktionsschrot	t/a	197.000			

Nach Einsetzen dieser Daten ergibt sich folgender Wert für e'_{p1}

$$e'_{p1} = \frac{\left(225,5 \frac{\text{TJ}}{\text{a}} * 67000 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{TJ}}\right) + \left(4433 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 610 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{MWh}}\right) + \left(280 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 3630 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t}}\right)}{150.000 \frac{\text{t}}{\text{a}}}$$

$$e'_{p1} = 125,55 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./t Rapsöl und 1,31 t Rapsextraktionsschrot), ohne Allokation}$$

Allokation zwischen Rapsöl und Rapsextraktionsschrot

Das Ergebnis e'_{p1} bezieht sich auf die THG-Emissionen, die insgesamt aus den Prozessen in der Ölmühle resultieren. Da in der Ölmühle neben dem Rapsöl auch Rapsextraktionsschrot als Nebenerzeugnis entsteht, werden die THG-Emissionen, die bis zum Auftreten des Extraktionsschrotes anfallen, zwischen den beiden Erzeugnissen alloziert. Die bis zu diesem Punkt anfallenden THG-Emissionen setzen sich aus den THG-Emissionen der Rohstoffgewinnung, des Transportes und denen der Ölmühle zusammen.

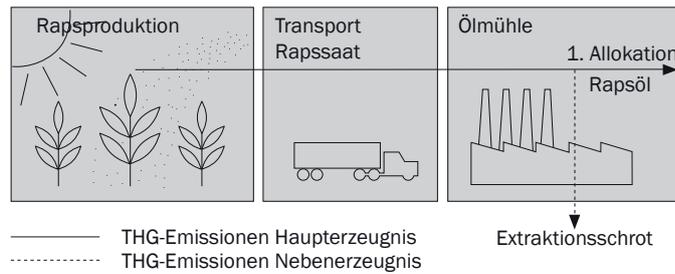


Abbildung 8: Allokation zwischen Extraktionsschrot und Rapsöl

Da sich die THG-Werte der Rohstoffgewinnung und des Transportes auf eine Tonne bzw. Kilogramm Rapssaat und der THG-Wert aus der Ölmühle auf eine Tonne bzw. ein Kilogramm Pflanzenöl beziehen, wird der spezifische Ölgehalt bzw. der Ölertrag pro Tonne Rapssaat benötigt. Dieser Ertrag und die für die Allokation benötigten Massen des Pflanzenöls und des Extraktionsschrotes werden den betrieblichen Daten entnommen. Die Heizwerte können einer tatsächlichen Messung, der Literatur oder Datenbanken entstammen.

Tabelle 11: Heizwerte für die Allokation

Ertrag	Einheit	Wert	Quelle
Ölertrag je kg FM Rapssaat	kg/kg	0,43	Betriebliche Daten aus DBFZ-Datenbank

Haupt- und Nebenerzeugnisse	Einheit	Unterer Heizwert	Quelle
Rapsöl	MJ/kg	37	[21]
Extraktionsschrot	MJ/kg	15	[21]

Die allozierten THG-Emissionen berechnen sich folgendermaßen:

$$e'_{\text{alloziert } 1} = \text{THG-Emissionen bis Auftreten des Nebenerzeugnisses} * \text{Allokationsfaktor (AF)}$$

Die THG-Emissionen bis zum Auftreten des Rapsextraktionsschrot werden wie folgt ermittelt:

$$\begin{aligned} \text{THG-Emissionen}_{\text{aufsummiert}} &= e'_{ec} + e'_{td1} + e'_{p1} \\ &= 781,77 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapssaat}} + 4,9 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapssaat}} + 125,55 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapsöl}} \end{aligned}$$

Um die Werte addieren zu können, bedarf es eines einheitlichen Nenners, nämlich den Bezug auf eine t Rapsöl. Über den Ölertrag von 0,43 t Rapsöl je t Rapssaat wird ein einheitlicher Nenner gewährleistet:

$$781,77 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapssaat}} + 4,9 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapssaat}} = \frac{786,67 \text{ kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{0,43 \text{ t Rapssaat}} = 1.829,47 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapsöl}}$$

THG-Emissionenaufsummiert =

$$1.829,47 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapsöl}} + 125,55 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapsöl}} = 1.955,02 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{t Rapssaat}}$$

Bis zum Auftreten des Extraktionsschrot-Nebenerzeugnisses werden 1.955 kg CO₂-Äq. je t Rapsöl freigesetzt. Diese THG-Emissionen sind noch nicht zwischen dem Rapsextraktionsschrot und dem Rapsöl alloziert.

Der Allokationsfaktor wird folgendermaßen berechnet:

$$AF_{\text{Rapsöl}} = \frac{m_{\text{Haupterzeugnis}} * H_{\text{unterer, Haupterzeugnis}}}{m_{\text{Haupterzeugnis}} * H_{\text{unterer, Haupterzeugnis}} + m_{\text{Nebenerzeugnis}} * H_{\text{unterer, Nebenerzeugnis}}}$$

$$AF_{\text{Rapsöl}} = \frac{150.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 37 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}{150.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 37 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} + 197.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 15 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}$$

$$AF_{\text{Rapsöl}} = 0,65$$

$$e'_{\text{alloziert 1}} = 1.955,02 \frac{\text{kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{kg}} * 0,65$$

$$e'_{\text{alloziert 1}} = 1.275,76 \text{ kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q./t Rapsöl (und 684,26 kg CO}_2\ddot{\text{A}}\text{q./t Extraktionsschrot)}$$

Die Ölmühle gibt somit einen Wert von 1.276 kg CO₂-Äq. je t Rapssaat an die Biodieselanlage weiter.

Verarbeitung e'_{p2}: Biodieselerzeugung (inklusive Raffination)

Die Biodieselanlage bekommt das Rapsöl von der Ölmühle geliefert und hat die folgenden Betriebsdaten als Grundlage für die Berechnung des eigenen THG-Emissionswertes. Emissionsfaktoren für die Berechnung der Emissionen sind ebenfalls in der folgenden Tabelle enthalten.

Tabelle 12: Eingangsgößen und Emissionsfaktoren für die Biodieselerzeugung

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert	Einheit EF	Wert EF	Quelle EF
Rapsöl	t/a	210.000			
Erdgas	GJ/a	239.760	kg CO ₂ -Äq./MJ	0,067/0,072/0,072	[20-22]
Strom	kWh/a	5.000.000	kg CO ₂ -Äq./kWh	0,61/0,60/ 0,58	[20-22]
Wasser	kg/a	150.000.000	kg CO ₂ -Äq./kg	4,0*10 ⁻⁴	[22]
Methanol	kg/a	20.000.000	kg CO ₂ -Äq./kg.	1,98/1,25	[20]
Natronlauge	kg/a	1.300.000	kg CO ₂ -Äq./kg	0,47/1,12	[20], [21]
Phosphorsäure	kg/a	350.000	kg CO ₂ -Äq./kg	3,011	[20]

Produkte	Einheit	Wert			
Biodiesel	t/a	200.000			
Glyzerin	t/a	20.000			

Abfälle	Einheit	Wert			
Abwässer zur Behandlung	kg/a	120.000.000	kg CO ₂ -Äq./kg	2,7 *10 ⁻⁴	[22]

Nach Einsetzen dieser Daten ergibt sich folgender Wert für e'_{p2}

$$e'_{p2} = \frac{\left(239.760 \frac{\text{GJ}}{\text{a}} * 67 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{GJ}}\right) + \left(5.000 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 610 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{MWh}}\right) + \left(150.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 0,41 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{kg}}\right)}{200.000 \frac{\text{t}}{\text{a}}}$$

$$+ \frac{\left(20.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 1980 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t}}\right) + \left(1.300 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 470 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t}}\right) + \left(350 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 3011 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t}}\right)}{200.000 \frac{\text{t}}{\text{a}}}$$

$$+ \frac{\left(120.000 * 0,27 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t}}\right)}{200.000 \frac{\text{t}}{\text{a}}}$$

$e'_{p2 \text{ unalloziert}} = 302,36 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./t Biodiesel und 0,1 t Pharmaglyzerin), ohne Allokation}$

Allokation zwischen Biodiesel, Pharmaglycerin und freien Fettsäuren

Das Ergebnis $e'_{p2 \text{ unalloziert}}$ bezieht sich auf die THG-Emissionen, die insgesamt in der Biodieselanlage freigesetzt werden. Da in der Biodieselanlage neben Biodiesel auch Pharmaglycerin als Nebenerzeugnis anfällt, werden die THG-Emissionen, die bis zum Auftreten dieses Nebenerzeugnisses anfallen, zwischen diesen Erzeugnissen alloziert. Die bis zu diesem Punkt anfallenden THG-Emissionen setzen sich aus den bereits summierten und allozierten THG-Emissionen der vorgelagerten Schnittstellen und den THG-Emissionen der Biodieselanlage zusammen.

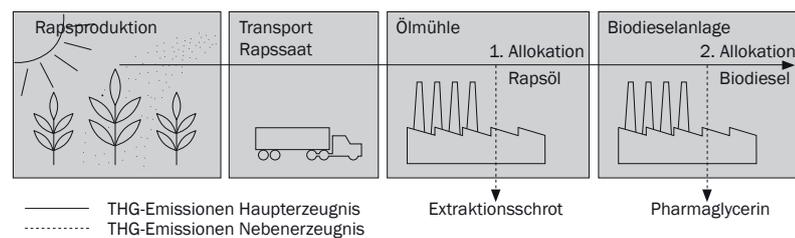


Abbildung 9: Allokation der Nebenerzeugnisse

Da sich die THG-Werte aus den vorgelagerten Schnittstellen auf eine t Rapsöl und die THG-Werte der Biodieselanlage auf eine t Biodiesel beziehen, wird die Biodieselausbeute je t Rapsöl benötigt. Diese Ausbeute und die für die Allokation benötigten Massen des Biodiesels und des Pharmaglycerins werden den betrieblichen Daten entnommen. Die Heizwerte können einer tatsächlichen Messung, der Literatur oder Datenbanken entstammen.

Tabelle 13: Daten für die Allokation der Nebenerzeugnisse

Ertrag	Einheit	Wert	Quelle
Biodieselausbeute je kg Rapsöl	kg/kg	0,95	Betriebliche Daten einer beispielhaften Biodieselanlage

Haupt- und Nebenerzeugnisse	Einheit	Unterer Heizwert	Quelle
Biodiesel	MJ/kg	37,2	[21]
Pharmaglycerin	MJ/kg	16	[20]

Die allozierten THG-Emissionen berechnen sich folgendermaßen:

$$e'_{p2 \text{ alloziert}} = \text{THG-Emissionen bis Auftreten des Nebenerzeugnisses} * \text{Allokationsfaktor}$$

Die THG-Emissionen bis zum Auftreten des Biodiesels werden wie folgt ermittelt:

$$\begin{aligned} \text{THG-Emissionen}_{\text{aufsummiert}} &= e'_{\text{alloziert } 1} + e'_{p2} \\ &= \text{Aufwendungen aus der Rapsölproduktion} + \text{Aufwendungen aus dem Biodieselprozess} \end{aligned}$$

Um die Werte addieren zu können, bedarf es eines einheitlichen Nenners, nämlich den Bezug auf eine t Biodiesel. Über die Biodieselausbeute von 0,95 kg Biodiesel je kg Rapsöl wird ein einheitlicher Nenner gewährleistet

$$= 1275,76 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Rapsöl}} = \frac{1275,76 \text{ kg CO}_2\text{Äq.}}{0,95 \text{ t Biodiesel}} = 1342,90 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}}$$

THG-Emissionen_{aufsummiert}

$$= 1342,90 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}} + 302,36 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}} = 1645,26 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}}$$

Bis zum Auftreten der Nebenerzeugnisse aus dem Biodieselprozess werden 1.645 kg CO₂-Äq. je t Biodiesel freigesetzt. Diese THG-Emissionen sind noch nicht zwischen dem Biodiesel und dem Nebenerzeugnis Pharmaglycerin alloziert. Der Allokationsfaktor wird folgendermaßen berechnet:

$$AF_{\text{Bioethanol}} = \frac{m_{\text{Haupterzeugnis}} * H_{\text{unterer, Haupterzeugnis}}}{m_{\text{Haupterzeugnis}} * H_{\text{unterer, Haupterzeugnis}} + m_{\text{Nebenerzeugnis}} * H_{\text{unterer, Nebenerzeugnis}}}$$

$$AF_{\text{Bioethanol}} = \frac{200.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 37,2 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}{200.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 37,2 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} + 20.000 \frac{\text{t}}{\text{a}} * 16 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}$$

$$AF_{\text{Bioethanol}} = 0,96$$

$$e'_{\text{alloziert } 2} = 1645,26 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}} * 0,96$$

$$e'_{\text{alloziert } 2} = 1579,45 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./t Biodiesel}$$

Mögliche Berechnungsfehler

- Trockensubstanz-Gehalte (TS), Massen und Ölgehalte der Rohstoffe bzw. (Zwischen)erzeugnisse müssen bei der Übergabe zwischen den Schnittstellen übereinstimmen. Energetische oder stoffliche Aufwendungen, die dazu führen, dass TS-Gehalte erhöht werden, müssen in der Energie- und Massenbilanz aufgeführt werden.
- Es ist darauf zu achten, dass die Konzentrationen der im Betrieb tatsächlich eingesetzten Chemikalien mit den Konzentrationen der verwendeten Emissionsfaktoren übereinstimmen.
- Es ist darauf zu achten, dass bei der Allokation alle Heizwerte einheitlich auf die Originalsubstanz bezogen werden und nicht nur auf deren Trockenanteil.
- Für die Allokation müssen die THG-Emissionen bis zum Erscheinen des Nebenerzeugnisses aufsummiert werden. Stammen dabei die THG-Emissionen aus verschiedenen Schnittstellen (z. B. Ersterfasser und Ölmühle) und beziehen sie sich auf abweichende Zwischenprodukte (z. B. kg Rapssaat und kg Rapsöl), so dürfen die THG-Emissionen nicht einfach addiert werden. Sie müssen dann über Erträge bzw. Ausbeuten auf einheitliche Einheiten umgerechnet werden.
- Einheiten- und Umrechnungsfehler; z. B. Einsatzmenge des Einsatzstoffes und EF des Einsatzstoffes, beziehen sich auf unterschiedliche Mengeneinheiten, z. B. 6,7 GJ Prozesswärme /a und EF von 0,07 kg CO₂-Äq./MJ Prozesswärme.

Transport e'_{td2}

Der Biodiesel wird von der Biodieselanlage zu einer Verbrauchsstelle transportiert. Für diesem Prozessschritt sind folgende Daten hinterlegt:

Tabelle 14: Basisdaten der Biodieseldistribution

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert
Masse des transportierten Biodiesel (m)	kg	50.000
Transportmittel		Tanklastwagen Diesel
Distributionsdistanz beladen (d _{beladen})	km	150
Distributionsdistanz leer (d _{leer})	km	50
Kraftstoffverbrauch beladen (K _{beladen})	l/km	0,41
Kraftstoffverbrauch leer (K _{leer})	l/km	0,24

Ein gängiger Emissionsfaktor für den eingesetzten Kraftstoff Diesel ist folgend aufgeführt:

Tabelle 15: Emissionsfaktor für den Diesel zur Biodieseldistribution

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	EF	Quelle
Diesel	kg CO ₂ -Äq./l	3,14/3,01	[20], [23]

Die THG-Emissionen aus dem Transport werden wie folgt berechnet:

$$e'_{td2} = \frac{(150 \text{ km} * 0,41 \frac{\text{l}}{\text{km}} + 50 \text{ km} * 0,24 \frac{\text{l}}{\text{km}}) * 3,14 \frac{\text{kgCO}_2\text{Äq}}{\text{l}}}{50.000 \text{ kg}}$$

e'_{td2} = 4,61 kg CO₂-Äq./t Biodiesel

Mögliche Berechnungsfehler

Einheiten- und Umrechnungsfehler, z. B. Dieselverbrauch und Emissionsfaktor von Diesel müssen sich einheitlich auf l oder kg beziehen.

■ Die Werte des Transports entstammen eigenen Annahmen. Die Kraftstoffverbräuche stammen aus BLE [21].

Grundformel:

$$e'_{td2} = \frac{(d_{bel.} * K_{bel.} + d_{leer} * K_{leer}) * EF}{\text{transportierter Biodiesel}}$$

Gesamtemissionen E

Die Biodieselanlage ist die letzte Schnittstelle. Sie muss die THG-Emissionen des Transportes mit berücksichtigen, die Gesamtemissionen berechnen und diese auf einen MJ Biodiesel beziehen. Die gesamten THG-Emissionen berechnen sich aus den bereits aufsummierten und allozierten THG-Emissionen, die dem Biodiesel zugeschrieben werden können und den Emissionen aus dem Transport des Biodiesels zu den Verbrauchsstellen.

Gesamtemissionen je t Biodiesel = $e'_{\text{alloziert 2}} + e'_{\text{td2}} =$

$$1579,45 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}} + 4,61 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}} = 1584,06 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}}$$

Unter Berücksichtigung des Heizwertes werden die THG-Emissionen auf einen MJ Biodiesel umgerechnet:

$$\text{Gesamtemissionen je MJ Biodiesel} = \frac{1584,06 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{t Biodiesel}}}{37200 \frac{\text{MJ}}{\text{t Biodiesel}}} = 0,043 \frac{\text{kg CO}_2\text{Äq.}}{\text{MJ Biodiesel}}$$

Gesamtemissionen je MJ Biodiesel = 42,58 g CO₂-Äq./MJ Biodiesel

Berechnung des THG-Minderungspotenzials

Die Biodieselanlage berechnet als letzte Schnittstelle zudem folgendermaßen die THG-Minderung:

$$\text{THG-Minderung} = \left[\frac{E_{\text{Fossilbrennstoff}} - E_{\text{Biokraftstoff}}}{E_{\text{Fossilbrennstoff}}} \right] * 100$$

$$\text{THG-Minderung} = \left[\frac{83,8 \frac{\text{g CO}_2\text{-Äq.}}{\text{MJ}} - 42,6 \frac{\text{g CO}_2\text{-Äq.}}{\text{MJ}}}{83,8 \frac{\text{g CO}_2\text{-Äq.}}{\text{MJ}}} \right] * 100 = 49,2\%$$

Somit können mit der hier beispielhaft dargestellten Prozesskette zur Produktion von Biodiesel auf Basis von Raps unter Berücksichtigung der Nebenerzeugnisse Extraktionsschrot und Pharmaglycerin rund 50 % der THG-Emissionen des fossilen Vergleichswertes eingespart werden.

- In den Gesamtemissionen sind die THG-Emissionen aus dem Transport zum Depot und zur Tankstelle enthalten, allerdings nicht die dort aufgewendeten Energieverbräuche. Diese können z.B. dem Biograce Tool entnommen werden [20].

Häufig gestellte Fragen (FAQ)

Der folgende Abschnitt sammelt verschiedene, häufig gestellte Fragen. Einige dieser Fragen berühren dabei Bereiche, zu denen bislang kaum Erfahrungswerte vorliegen. Besteht zu diesen Fragen keine offizielle Auslegung durch Zertifizierungssysteme, spiegeln die Antworten auf diese Fragen die Sichtweise der Autoren wider. Grundsätzlich sind bei der Zertifizierung innerhalb eines bestimmten Zertifizierungssystems die dort festgelegten Vorschriften zu beachten.

Nebenerzeugnisse und Allokation

Gibt es offizielle Definitionen der Begriffe Nebenerzeugnis, Verarbeitungsrückstand, Reststoff und Abfall?

Die Biokraft-NachV enthält dazu keine Begriffserklärungen. In der Mitteilung der Europäischen Kommission 2010/C 160/02 und der EU RL 2015/1513 werden diese Begriffe jedoch teilweise definiert [24], [25].

Demnach sind Abfälle alle Stoffe oder Gegenstände, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss.

Reststoffe/Rückstände umfassen laut 2010/C 160/02 Reststoffe der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft sowie Verarbeitungsrückstände. Ein Verarbeitungsrückstand ist entsprechend der 2010/C 160/02 und RL 2015/1513 kein Endprodukt, das in einem Produktionsprozess unmittelbar erzeugt werden soll [24], [25]. Er ist nicht das primäre Produktionsziel und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu erzeugen.

Gibt es eine Grundregel oder Entscheidungshilfe, woran man erkennen kann, dass es sich um ein Nebenerzeugnis handelt und somit eine Allokation der THG-Emissionen erfolgen darf?

Gemäß der Mitteilung 2010/C 160/02 der Kommission und der EU RL 2015/1513 muss die Produktion von Nebenerzeugnissen das primäre Ziel des Produktionsprozesses sein, d. h. ihre Produktion ist unmittelbar gewünscht und der Produktionsprozess wurde absichtlich geändert, um sie zu erzeugen [24], [25]. Des Weiteren werden Charakteristika wie Lagerbarkeit und Handelbarkeit des Erzeugnisses vorausgesetzt.

Für die Einordnung eines Prozessoutputs in die Kategorien Nebenerzeugnis, Rückstand oder Abfall ist auch die Frage der tatsächlichen Verwendung bzw. des weiteren Lebensweges relevant. Werden diese Stoffe beispielsweise weiterverkauft und kann dies über entsprechende Dokumente belegt werden, so ist eine Einordnung als Nebenerzeugnis möglich. Bestimmte Stoffe sind in den aktuellen Regelwerken jedoch explizit ausgenommen und können nicht als Nebenerzeugnis definiert werden. Hierzu zählen zum

Beispiel Stroh oder Rohglycerin. Die THG-Emissionen werden nur zwischen dem Biokraftstoff bzw. dessen Vorprodukt und dem Nebenerzeugnis aufgeteilt. Entsprechend der Biokraft-NachV Nr. 18 können keine THG-Emissionen auf Abfälle, Ernterückstände sowie Produktionsrückstände alloziert werden [19]. Deren Lebenszyklus-THG-Emissionen sind bis zum Anfallort auf null gesetzt.

Was sind typische Nebenerzeugnisse der Biodieselerzeugung?

Typische Nebenerzeugnisse der Prozesskette zur Produktion von Biodiesel auf Basis von Raps sind: i) Rapspresskuchen (in der Regel bei kleineren dezentralen Ölmühlen) beziehungsweise Rapsextraktionsschrot (bei größeren Anlagen mit Extraktionsverfahren) auf der Stufe der Ölmühle sowie ii) Pharmaglycerin (sofern das Rohglycerin aus dem Prozess der Umesterung aufbereitet wird, Rohglycerin selbst ist von der Allokation ausgeschlossen) und in bestimmten Fällen freie Fettsäuren (für diese muss allerdings z. B. in Form von vorliegenden Vertragsunterlagen eine klare Verwendung, welche die Anwendung des Begriffes Nebenerzeugnis rechtfertigt, vorliegen) auf der Stufe der Biodieselanlage.

Ist Glycerin ein Nebenerzeugnis, dem THG-Emissionen zugeschrieben werden können?

Das im Biodieselproduktionsprozess anfallende Rohglycerin ist im Anhang V der EU RED bzw. in der Biokraft-NachV explizit von der Allokation ausgeschlossen. Wird Rohglycerin in der Anlage direkt zu Pharmaglycerin aufgereinigt, kann es als Nebenerzeugnis alloziert werden. Die Aufwendungen der Aufbereitung sind dann in der Bilanz zu berücksichtigen. Der Begriff Pharmaglycerin ist dabei jedoch nicht eindeutig definiert. Die Konzentration des Rohglycerins kann je nach Prozess- oder Rohstoffspezifika schwanken. Rohglycerin durchläuft in der Regel zunächst den Prozess der Methanolrückgewinnung und im Anschluss verschiedene Aufbereitungsschritte wie z. B. Wasserabtrennung, Bleaching oder Destillation zu Pharmaqualität.

Was passiert, wenn ein Nebenerzeugnis durch einen hohen Wasseranteil einen negativen Heizwert besitzt?

Gemäß der Biokraft-NachV Nr. 18 wird für die Zwecke der Berechnung der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

An welcher Stelle der Prozesskette erfolgt die Allokation?

Gemäß der Empfehlung der Kommission 2010/C 160/02 sollte die Allokation nach dem Verfahrensschritt erfolgen, bei dem das Nebenerzeugnis produziert wurde bzw. dort, wo die Erzeugnisse keine weitere nachgelagerte Verarbeitung erfahren, die durch stoffliche oder energetische Rückkopplungsschleifen mit dem vorgelagerten Teil der Verarbeitung verbunden ist [24].

Einheiten und Umrechnungsschritte

Wo finden sich Hilfen für die Umrechnung zwischen verschiedenen Einheiten?

Die Verwendung verschiedenen Begleitinformationen im Biograce-Tool (www.biograce.net) bzw. der ENZO2 Software wird empfohlen. Eine zusätzliche Hilfe bietet das Kapitel Umrechnungstabellen.

Kombination von Teilstandardwerten und individuell berechneten THG-Emissionen

Was muss beachtet werden, wenn eine oder mehrere Schnittstellen Teilstandardwerte aus der Biokraft-NachV verwenden und andere Schnittstellen der Prozesskette eigene THG-Berechnungen vornehmen?

Bei dem zum Zeitpunkt der Erstellung der Handreichung gültigen Stand der Rechts- und Systemvorschriften ist zu beachten, dass individuell ermittelte Werte und Teilstandardwerte nicht einfach zum Gesamtemissionswert addiert werden können,

- 1) da sich individuell ermittelte THG-Werte e' auf kg (Zwischen)-erzeugnis und Teilstandardwerte e auf das Enderzeugnis (z. B. 1 MJ Biodiesel) beziehen. Das heißt, die Teilstandardwerte der Prozessstufen (Rohstoffgewinnung e_{ec} , Verarbeitung e_p , Transport und Vertrieb e_{td}) müssen auf einheitliche Nenner (z. B. kg oder t des entsprechenden (Zwischen)-erzeugnisses) umgerechnet werden. Dafür werden Konversionsfaktoren (KF) benötigt. Konversionsfaktoren geben an, welche Menge des Zwischenerzeugnisses für 1 MJ Endprodukt benötigt wird. Diese Konversionsfaktoren sind in Erträgen oder Ausbeuten dargestellt;
- 2) da dem Teilstandardwert andere AF als dem individuell ermittelten THG-Wert zugrunde liegen können.

Nach folgender Formel (unter Berücksichtigung von KF und AF) erfolgt die Umrechnung von e zu e' :

■ Die AF und KF, die den Teilstandardwerten zugrunde liegen, stammen aus JRC 2008 [26].

$$e' \left[\frac{\text{kgCO}_2\ddot{A}q}{\text{kgZwischenerzeugnis}} \right] = \frac{e \left[\frac{\text{kgCO}_2\ddot{A}q}{\text{MJ}} \right]}{AF \left[\frac{\text{MJ}}{\text{MJ}} \right] * KF \left[\frac{\text{kgZwischenerzeugnis}}{\text{MJ}} \right]}$$

Finden so die tatsächlichen KF und AF, die auch den individuell ermittelten THG-Werten zugrunde liegen, in den Teilstandardwerten Anwendung, können die Gesamt-THG-Emissionen, wie in der Beispielrechnung dargestellt, ermittelt werden.

Nach der 2015 veröffentlichten Mitteilung "Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emissions savings" ist eine Anpassung der Teilstandardwerte durch z. B. bessere Effizienzen der Konversionsanlagen zukünftig nicht mehr möglich [27]. Teilstandardwerte (z. B. für den Anbau) werden dann einfach zu den tatsächlichen Werten (z. B. für die Konversion) addiert.

Können Teilstandardwerte aus Technologiepfaden übernommen und für Pfade genutzt werden, für die keine Standardwerte existieren?

Beispiel: Für Biodiesel aus Leindotter wird bis zur Biodieselerzeugung individuell ein THG-Wert ermittelt. Darf der Teilstandardwert Distribution aus den existierenden Standardwerten für Biodiesel, z. B. auf Basis von Rapssaat, entnommen und mit dem individuell ermittelten Wert verrechnet werden?

Für Teilschritte, bei denen ein Produkt identische Eigenschaften zu einem anderen Produkt aufweist, für das Teilstandardwerte existieren, können diese Teilstandardwerte übernommen werden. Für das konkrete Beispiel bedeutet dies, da keine eigenen Teilstandardwerte für die Distribution vorliegen, dass kein Teilstandardwert übernommen werden kann.

Daten und Kennzahlen

Welche Emissionsfaktoren und Stoffdichten dürfen genutzt werden?

Emissionsfaktoren und Stoffdichten, die für die individuelle Berechnung der THG-Emissionen verwendet werden, müssen aus wissenschaftlichen Veröffentlichungen stammen. Wissenschaftliche Veröffentlichungen können Literaturquellen oder anerkannte Datenbanken (z. B. die ecoinvent Datenbank) sein. Üblicherweise werden solche Literaturquellen als wissenschaftliche Literatur bezeichnet, die vor ihrer Publikation durch einen externen Gutachterprozess evaluiert wurden. Hier ist die Quelle mit Autor, Titel (Zeitschrift, Band) und Jahr zu zitieren. Ermittelt ein Unternehmen für das eigene Produkt einen Emissionsfaktor oder lässt ihn ermitteln, so muss dieser EF in der Literatur oder anerkannten Datenbanken veröffentlicht werden. Zudem sind, soweit vorhanden, vorgeschriebene Werte aus den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme zu beachten.

Wann dürfen pauschale Emissionsfaktoren angesetzt werden und wann müssen tatsächliche, individuelle Rechnungen für Hilfsstoffe und Energieträger erfolgen?

Beispiel: Ein Unternehmen setzt zur Prozessenergieversorgung Pellets oder Hackschnitzel ein. Darf das Unternehmen einen Emissionsfaktor aus einer anerkannten Quelle verwenden oder muss der Emissionsfaktor für die individuelle Wertschöpfungskette selbst erzeugt werden?

Emissionsfaktoren können verwendet werden, wenn sie Prozesse und Rohstoffe repräsentieren, die denen der abzubildenden Prozesse gleichen.

Welcher Emissionsfaktor ist beim Bezug von externem Prozessstrom zu verwenden? Was sind die Voraussetzungen für die Verwendung eines geringeren Emissionsfaktors?

Gemäß Biokraft-NachV, Anlage 2, Nr. 11 muss bei der Nutzung von Netzstrom der Emissionsfaktor des Stroms in der jeweiligen Region verwendet werden [19]. In der Praxis wird je nach System der nationale oder der europäische Strommix angesetzt. In der Mitteilung "Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emissions savings" wird für zukünftige Bilanzierungen die Verwendung des EU-Strommixes verlangt [27].

Wird Ökostrom im Inselbetrieb erzeugt, d. h. die Stromerzeugungsanlage ist nicht an das Netz angeschlossen, so kann für diesen Ökostrom der Emissionsfaktor für den durchschnittlich erzeugten Ökostrom eingesetzt werden.

Welche Heizwerte dürfen genutzt werden?

Heizwerte, die für eine individuelle Berechnung genutzt werden, müssen aus wissenschaftlichen Veröffentlichungen oder tatsächlichen Messungen stammen. Tatsächliche Messungen müssen dokumentiert werden, um die Berechnung nachvollziehen zu können. Zudem sind, soweit vorhanden, vorgeschriebene Werte aus den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme zu beachten.

Müssen infrastrukturelle Aufwendungen, wie z. B. der Bau der Biodieselanlage, mit berücksichtigt werden?

Nein. Gemäß der Biokraft-NachV werden die mit dem Bau der Anlage und Ausrüstung verbundenen Emissionen nicht berücksichtigt [19].

Müssen auch geringe Mengen an Hilfsstoffen in der THG-Bilanz angegeben werden? Gibt es eine „Marginalitätsgrenze“?

Gemäß der Mitteilung der europäischen Kommission 2010/C 160/02 scheint es nicht notwendig zu sein, Inputs, die geringe oder keine Auswirkungen auf das Ergebnis haben (wie in geringen Mengen bei der Verarbeitung verwendete Chemikalien), in die Berechnung einzubeziehen [24]. Im Biograce-Tool (<http://www.biograce.net>) sind cut-off-Kriterien für kleine Mengen definiert. Verschiedene Systeme haben zudem jeweils konkrete cut-off-Kriterien in ihren Systemgrundlagen beschrieben. Diese sind jeweils zu verwenden.

Müssen Leerfahrten mitangerechnet werden?

Ja, Leerfahrten sind in der Emissionsbilanzierung entsprechend zu berücksichtigen.

Hauptverursacher von THG-Emissionen in der Biodieselprozesskette**Welche Prozesse in der gesamten Biodieselproduktionskette verursachen die meisten THG-Emissionen?**

Für die Prozesskette der Produktion von Biodiesel auf Basis von Rapsaat entstehen die höchsten Emissionen typischerweise auf den Prozessstufen der Rapsproduktion und den beiden Verarbeitungsstufen. Der Prozess der Rapsproduktion ist im Wesentlichen durch die Emissionen aus der Herstellung (Vorkettenemissionen dargestellt durch den Emissionsfaktor) und Nutzung (Lachgasemissionen) von Stickstoffdüngemitteln sowie zu einem geringeren Anteil aus der Nutzung von Diesel für den Betrieb landwirtschaftlicher Maschinen gekennzeichnet.

Auf der Stufe der Verarbeitung sind sowohl bei der Rapsöl- als auch der Biodieselproduktion typischerweise Prozesse zur Prozessenergieversorgung (Bereitstellung von Strom und Wärme) die wesentlichen Einflussfaktoren. Dabei hängt die Höhe der THG-Emissionen im Wesentlichen davon ab, welcher Energieträger (Erdgas, Öl, intern biogen erzeugte Nebenerzeugnisse wie Biogas) zur Wärmebereitstellung genutzt wird, und ob über die Produktion von Nebenerzeugnissen die THG-Emissionen aufgeteilt werden können.

Besonderheiten und Fragen zur THG-Berechnung (inkl. N₂O, LUC, THG-Einsparungen)

Wie können die Feldemissionen für die individuelle Berechnungen der THG-Emissionen aus der Rohstoffgewinnung ermittelt werden?

Es gibt zwei von der Europäischen Kommission anerkannte Methoden, die Feldemissionen zu ermitteln: zum einen über das GNOC-Modell (Global Nitrous Oxide Calculator) und zum anderen über die IPCC-Methode (Tier 1). Unter <http://gnoc.jrc.ec.europa.eu> können die Feldemissionen nach dem GNOC-Modell berechnet werden. Das Biograce-Tool bietet unter www.biograce.net einen Lachgasrechner nach der IPCC-Methode.

Dürfen alternativ zu den Teilstandardwerten für den Anbau auch NUTS2-Werte verwendet werden?

Ja. Ab dem 30.07.2013 dürfen neben den Teilstandardwerten für den Anbau und den bisher veröffentlichten Schätzwerten für den Anbau auch die NUTS2-Werte für THG-Emissionen verwendet werden. Unter <http://nuts.redcert.org> können die NUTS2-Werte ermittelt werden.

Wie werden die THG-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen (LUC) berechnet, wenn die Anbaufläche vor dem 01.01.2008 nicht als Ackerland genutzt wurde?

Die THG-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen werden wie folgt berechnet:

$$e_i' \left[\frac{\text{kg CO}_2\text{-Äq}}{\text{kg Ernteertrag}} \right] = \frac{CS_R \left[\frac{\text{kg C}}{\text{ha}} \right] - CS_A \left[\frac{\text{kg C}}{\text{ha}} \right]}{\text{Ernteertrag}_{\text{Haupterzeugnis}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{ha} * \text{a}} \right] * 20[\text{a}]} * 3,664 - \frac{e_B}{AF * KF}$$

- e_i' Auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
- CS_R Mit der Bezugsfläche verbundener Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit zum Referenzzeitpunkt oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.
- CS_A Mit der tatsächlichen Landnutzung verbundener Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit. Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr anreichert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.
- e_B Bonus von 29 g CO₂-Äq./MJ Biokraftstoff bei Anbau auf wiederhergestellten, degradierten Flächen.
- AF Allokationsfaktor
- KF Konversionsfaktor

Die Werte für CS_R und CS_A können wissenschaftlichen Literaturquellen (z. B. IPCC Guidelines) entnommen werden [28]. Die Werte für KF stammen aus den betrieblichen Daten, die für AF aus einer Rechnung unter Nutzung der betrieblichen Daten und der unteren Heizwerte.

THG-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen werden allein dem Biokraftstoff zugeschrieben. Im Falle des Auftretens von Nebenerzeugnissen werden die Emissionen nicht zwischen Biokraftstoff und Nebenerzeugnissen alloziert.

Wann kann der Bonus e_b in Anspruch genommen werden?

Gemäß der Biokraft-NachV wird ein Bonus in Höhe von $29 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$ gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche zum Referenzzeitpunkt nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und unter eine der folgenden zwei Kategorien fällt: i) stark degradierte Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Flächen oder ii) stark verschmutzte Flächen [19]. Der Bonus von $29 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$ gilt für einen Zeitraum von bis zu zehn 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 Flächen nach Satz 1 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa Biokraft-NachV gewährleistet werden und die Bodenverschmutzung auf Flächen nach Doppelbuchstabe bb Biokraft-NachV gesenkt wird. Der Bonus wird allein dem Biokraftstoff zugeschrieben.

Welche Voraussetzungen müssen erfüllt werden, um die THG-Einsparung e_{sca} anrechnen zu können?

Gemäß der EU COM 2010/C 160/02 könnten „verbesserte landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken“ z. B. folgende Praktiken beinhalten [24]:

- Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung,
- verbesserte Fruchtfolgen und/oder Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände
- verbesserte Düngemittel- oder Naturdüngerwirtschaft
- Einsatz von Bodenverbesserern (z. B. Kompost).

Aus solchen Verbesserungen resultierende Emissionseinsparungen können berücksichtigt werden, wenn für den Zeitraum, in dem die betroffenen Rohstoffe angebaut wurden, nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffbestand im Boden zugenommen hat, oder wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass nach vernünftigem Ermessen davon ausgegangen werden kann, dass er zugenommen hat. Die über den Zeitraum gemessene THG-Einsparung ist noch durch den Zeitraum (in Jahren) zu teilen, um den jährlichen Bezug der THG-Einsparung zu erhalten.

Wie errechnet sich der Term e'_{ee} und was ist bei der Anrechnung von e'_{ee} zu beachten?

Die THG-Einsparung durch überschüssigen Strom aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) errechnet sich wie folgt:

$$e'_{ee} \left[\frac{\text{kg CO}_2\text{Äq}}{\text{kg Haupterzeugnis}} \right] = \frac{\text{Stromüberschuss} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right] * EF_{\text{Brennstoff}} \left[\frac{\text{kg CO}_2\text{Äq}}{\text{kWh}} \right]}{\text{Menge}_{\text{Haupterzeugnis}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{a}} \right]}$$

Nach der Biokraft-NachV Anlage 1 Nr. 16 ist die THG-Einsparung, die aus dem Stromüberschuss entsteht, die Menge an THG-Emissionen, die bei der Erzeugung einer entsprechenden Strommenge in einem Kraftwerk emittiert würde, das den gleichen Brennstoff einsetzt [19]. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Größe der überschussproduzierenden KWK-Anlage der Mindestgröße entspricht, die erforderlich ist, um die für den Biokraftstoff benötigte Wärme zu erzeugen.

Messungen des Kohlenstoffbestands im Boden können einen solchen Nachweis darstellen, z. B. in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und späteren Messungen in regelmäßigen Abständen von einigen Jahren. In einem solchen Fall würde der Anstieg des Kohlenstoffbestands im Boden vor dem Vorliegen der zweiten Messung ausgehend von einer relevanten wissenschaftlichen Grundlage geschätzt werden. Ab der zweiten Messung wären die Messungen die Basis für die Feststellung eines Anstiegs des Kohlenstoffbestands im Boden und seiner Größenordnung.

Saldierung

In welchen Fällen darf eine Saldierung der THG-Emissionen bei Vermischung von Biomassen und Biokraftstoffen erfolgen?

Bei den Vorschriften zur Saldierung ist zwischen DE und EU Systemvorgaben zu unterscheiden. Innerhalb der DE Systeme kann gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 a) Biokraft-NachV eine Saldierung der THG-Minderungspotenziale von unterschiedlichen Mengen an Biokraftstoffen mit unterschiedlichen THG-Minderungspotenzialen nur vorgenommen werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt wurden, vor der Vermischung das erforderliche THG-Minderungspotenzial (derzeit: 35 %, ab dem 01.01.2017: 50 %) aufgewiesen haben [19].

Gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 b) Biokraft-NachV dürfen die THG-Emissionen von Biomassen, die für die Biokraftstoffproduktion verwendet werden und für die noch keine Nachhaltigkeitsnachweise ausgestellt worden sind, nur saldiert werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt werden, vor der Vermischung den Wert aufgewiesen haben, der für den Arbeitsschritt der Herstellung festgelegt worden ist. Entsprechende THG-Höchstwerte sind im Bundesanzeiger veröffentlicht.

In EU Systemen ist keine Saldierung möglich.

Umrechnungstabellen

Volumen und Masse (Gewicht) von Biodiesel

1.000 l Biodiesel = 890 kg = 0,89 t
1 t Biodiesel = 1.123,59 l = 1,24 m³

$$\text{Dichte} = \frac{\text{Masse}}{\text{Volumen}} \rightarrow \rho = \frac{m}{V}$$

Grundformel

Dichte und Heizwerte

	Dichte kg/l	Heizwert MJ/kg	Heizwert MJ/l	Heizwert kWh/kg	Kraftstoff- äquivalenz l
Biodiesel	0,89	37,20	33,10	10,33	0,86

Umrechnung von Energieeinheiten

	MJ	kcal	kWh
1 MJ	1	238,80	0,28
1 kcal	0,00419	1	0,001163
1 kWh	3,60	860	1

Umrechnung von Einheiten

	m ³	l	barrel	US gal
1 m ³	1	1.000	6,3	-
1 l	0,001	1	0,0063	-
1 barrel	0,159	159	1	-
1 US gal	0,00379	3,79	-	1

Literaturverzeichnis

- [1] BOCKISCH, MICHAEL: *Nahrungsfette und -öle, Handbuch der Lebensmitteltechnologie*. Stuttgart : Verlag Eugen Ulmer, 1993 — ISBN 978-3-8001-5817-1
- [2] BERNESSON, SVEN: *Life cycle assessment of rapeseed oil, rape methyl ester and ethanol as fuels* (Nr. Rapport 2004:01). Uppsala : Swedish University of Agricultural Sciences, 2004
- [3] BERNESSON, S ; NILSSON, D ; HANSSON, P. A: A limited LCA comparing large- and small-scale production of rape methyl ester (RME) under Swedish conditions. In: *Biomass & bioenergy*. Bd. 26 (2004), Nr. 6, S. 545–559
- [4] ESTEBAN, BERNAT ; BAQUERO, GRAU ; PUIG, RITA ; RIBA, JORDI-ROGER ; RIUS, ANTONI: Is it environmentally advantageous to use vegetable oil directly as biofuel instead of converting it to biodiesel? In: *Biomass and Bioenergy* Bd. 35 (2011), Nr. 3, S. 1317–1328
- [5] DUFOUR, JAVIER ; ARSUAGA, JESÚS ; MORENO, JOVITA ; TORREALBA, HELY ; CAMACHO, JAVIER: Comparative life cycle assessment of biodiesel production from cardoon (*Cynara cardunculus*) and rapeseed oil obtained under Spanish conditions. In: *Energy & Fuels* Bd. 27 (2013), Nr. 9, S. 5280–5286
- [6] COCCO, D.: Life-cycle assessment of bioenergy production systems from oilseed rape crops. In: *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* Bd. 225 (2011), Nr. 1, S. 63–73
- [7] SCHMIDT, JANNICK HØJRUP: *Life cycle assessment of rapeseed oil and palm oil*. Aalborg, Aalborg Universitet, Ph.D. thesis, 2007
- [8] RAJAEIFAR, MOHAMMAD ALI ; GHOBADIAN, BARAT ; SAFA, MAJEED ; HEIDARI, MOHAMMAD DAVOUD: Energy life-cycle assessment and CO₂ emissions analysis of soybean-based biodiesel: a case study. In: *Journal of Cleaner Production* Bd. 66 (2014), S. 233–241
- [9] KRAUS, KATJA ; NIKLAS, GUIDO ; TAPPE, MATTHIAS: *Aktuelle Bewertung des Einsatzes von Rapsöl/RME im Vergleich zu Dieselkraftstoff*. Berlin : Umweltbundesamt, 1999
- [10] DREIER, T. ; GEIGER, B. ; SALLER, A.: *Ganzheitliche Prozesskettenanalyse für die Erzeugung und Anwendung von biogenen Kraftstoffen*: TU München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 1998
- [11] STEPHENSON, A. L. ; DENNIS, J. S. ; SCOTT, S. A.: Improving the sustainability of the production of biodiesel from oilseed rape in the UK. In: *Process Safety and Environmental Protection* Bd. 86 (2008), Nr. 6, S. 427–440
- [12] KALTSCHMITT, M. (Hrsg.): *Energie aus Biomasse*. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2009
- [13] SKARLIS, STR ; KONDILI, E. ; KALDELLIS, J. K.: Small-scale biodiesel production economics: a case study focus on Crete Island. In: *Journal of cleaner production* Bd. 20 (2012), Nr. 1, S. 20–26
- [14] GASOL, CARLES M. ; SALVIA, JORDI ; SERRA, JOAN ; ANTÓN, ASSUMPCIÓ ; SEVIGNE, EVA ; RIERADEVALL, JOAN ; GABARRELL, XAVIER: A life cycle assessment of biodiesel production from winter rape grown in Southern Europe. In: *Biomass and Bioenergy* Bd. 40 (2012), S. 71–81
- [15] SILALERTRUKSA, THAPAT ; BONNET, SÉBASTIEN ; GHEEWALA, SHABBIR H.: Life cycle costing and externalities of palm oil biodiesel in Thailand. In: *Journal of Cleaner Production* Bd. 28 (2012), S. 225–232
- [16] APOSTOLAKOU, A. A. ; KOOKOS, I. K. ; MARAZIOTI, C. ; ANGELOPOULOS, K. C.: Techno-economic analysis of a biodiesel production process from vegetable oils. In: *Fuel Processing Technology* Bd. 90 (2009), Nr. 7-8, S. 1023–1031
- [17] EDWARDS, R. ; LARIVÉ, J-F. ; RICKEARD, D. ; WEINDORF, WERNER: *WELL-TO-TANK Appendix 1 - Version 4a - Conversion factors and fuel properties*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2014 — ISBN 978-92-79-33888-5

- [18] EUROPÄISCHES PARLAMENT & EUROPÄISCHER RAT: Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009
- [19] BIOKRAFT-NACHV: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV), 2009
- [20] INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG (IFEU): *Biograce. Harmonized calculations of biofuel greenhouse gas emissions in Europe.* – www.biograce.net
- [21] BUNDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT UND ERNÄHRUNG (BLE): *Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung.* 1. Aufl. Bonn, 2010
- [22] IINAS INTERNATIONALES INSTITUT FÜR NACHHALTIGKEITSANALYSEN UND -STRATEGIEN ; ÖKO-INSTITUT E. V. INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOLOGIE E.V.: *Gemis*, 2014
- [23] KNÖRR, W.: *Aktualisierung „Daten-und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREM0D).* Heidelberg: ifeu-Institut für Energie-und Umweltforschung GmbH., 2012
- [24] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe (2010/C 160/02) vom 19.6.2010, 2010
- [25] EUROPÄISCHES PARLAMENT & EUROPÄISCHER RAT: *Richtlinie (EU) 2015/1513 des europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, 2015
- [26] JOINT RESEARCH CENTER (JRC): „Update on Data on pathways for RES Directive.XLS“ von der EU Kommission im November 2008 an verschiedene beteiligte Kreise versandte Arbeitsdatei, (2008)
- [27] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Note on the conducting and verifying actual calculations of the GHG emission savings, 2015
- [28] EGGLESTON, H.S ; BUENDIA, L. ; MIWA, K. ; NGARA, T. ; TANABE, K.: *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 4 agriculture, forestry and other land use, prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme.* IGES, Japan, 2006

Impressum

Diese Handreichung entstand im Rahmen des Projektes
„Entwicklung von Handreichungen zur Überprüfung von THG-Bilanzen
von Biokraftstoffen“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer (administrativer Geschäftsführer)

Bilder: Urheberrechtsnachweis am Bild verzeichnet

Gestaltung/Satz: Steffen Kronberg

Druck: Osiris Druck, Leipzig

ISBN: 978-3-9817707-0-4

© DBFZ, Leipzig 2015

Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.





