

Stellungnahme

zur EU-Studie über Treibhausgasemissionen der Vorkette fossiler Energieträger einschließlich der Gasversorgung

Berlin, 13. November 2015

EU-Studie zu Treibhausgasemissionen der Vorkette fossiler Energieträger einschließlich der Gasversorgung

Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2013 drei Institute (Exerga et al.) mit einer Studie beauftragt, die die **Treibhausgasemissionen der Vorkette fossiler Energieträger** für den Einsatz im Verkehrssektor untersuchen sollten.¹ Der Abschlussbericht ist im Juli 2015 vorgelegt worden. Ziel des Projektes ist es, lebenszyklusbezogene Daten für die europäische Versorgungssituation für das Bezugsjahr 2012 sowie Projektionen für die Jahre 2020 und 2030 zur Verfügung zu stellen. Die Ergebnisse sollen dazu dienen, fossile Energieträger untereinander und mit Biotreibstoffen im Hinblick auf ihre Treibhausgasbilanz zu vergleichen.

Das Projekt wird unmittelbar in die Ausgestaltung der Politiken der EU-Kommission insbesondere unter der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie einfließen. Darüber hinaus können die Ergebnisse von großer Bedeutung für die Vermarktung von Erdgas und Bioerdgas im Transportsektor, aber auch im Strom- und Wärmemarkt sein.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)**, Berlin, vertritt rund 1.800 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes, gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW spricht sich für eine fundierte und sachgerechte Bewertung der Lebenszyklusemissionen aller konventionellen und erneuerbaren Energieträger aus. Die Datengrundlagen, Annahmen, Methoden und Ergebnisse entsprechender Studien müssen aber belastbar und nachvollziehbar sein und sollten unter Einbindung der betroffenen Akteure und Wirtschaftszweige erfolgen.

Für die Erarbeitung der Studie sind einige große Gasproduzenten der EU und Gasimporteure um Dateninput angefragt worden. Der Datenrücklauf war hier aber offensichtlich sehr dürftig. Der BDEW wurde nicht um Dateninput angefragt. Auch eine systematische Befragung über Verbände der Gaswirtschaft auf europäischer Ebene (z. B. Eurogas, Marcogaz etc.) fand offenbar nicht statt. Für die Abbildung der Vorketten der Erdgasversorgung wurde von den Forschungsnehmern nahezu ausschließlich auf öffentlich verfügbare Informationen der Fachliteratur, der Energiestatistik und der Treibhausgasberichterstattung der Staaten unter dem Kyoto-Protokoll zurückgegriffen.

Die vorliegende Stellungnahme des BDEW gliedert sich in zwei Teile. Im ersten Teil werden die Kernanliegen und Änderungsvorschläge des BDEW zusammengefasst. Im zweiten Teil erfolgt eine ausführliche Auseinandersetzung mit den Annahmen, Datengrundlagen und Ergebnissen der EU-Studie.

¹ Exerga et al.: "Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas", by EXERGIA S.A. (Leader), in collaboration with E3M-Lab (Economics Energy Environment Modelling Laboratory) of the National Technical University of Athens and COWI A/S.

1. Zusammenfassung der Kernanliegen und Änderungsvorschläge

Die Ergebnisse der EU-Studie zu Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Vorketten fossiler Energieträger sollten aufgrund der im Folgenden im Detail beschriebenen Defizite und der bislang nicht erfolgten Konsultation der europäischen Dachverbände der Gaswirtschaft in der bestehenden Form von der EU-Kommission in kommenden Regelungsverfahren nicht verwendet werden.

Bei der erforderlichen Überarbeitung von Datengrundlagen und Ergebnissen der EU-Studie ist eine Einbindung der europäischen Dachverbände der Gaswirtschaft zwingend erforderlich.

Eine Überarbeitung der für Deutschland zugrunde gelegten Datensätze für die Gasversorgung ist unbedingt erforderlich: Die Ergebnisse der EU-Studie für die einzelnen Lebenszyklusabschnitte sind trotz weitgehender Offenlegung der Datengrundlagen im Bericht nicht nachvollziehbar und weisen große Diskrepanzen zu den öffentlich verfügbaren Informationen des Umweltbundesamtes (UBA) und des BDEW auf.

Förderung und Aufbereitung

- Die Bestimmung der Treibhausgasintensität eines Lieferlandes sollte nicht auf die Ebene der Öl- bzw. Gasfelder herunter gebrochen werden, da die Energieeinsätze und Emissionen aufgrund von simultaner Gewinnung von Öl und Gas sowie Transfers von Produkten zur Aufbereitung zwischen den Feldern oft nicht eindeutig zugeordnet werden können. Für die inländische Gasförderung in Deutschland spielt die gemeinsame Gewinnung von Erdöl und Erdölbegleitgas nur eine untergeordnete Rolle.
- Eine Allokation der CO₂-Emissionen der Erdgasaufbereitung auf die Koppelprodukte Erdgas und Schwefel ist für den Lebenszyklusabschnitt Gasaufbereitung (CO₂/H₂S-Entfernung) zu prüfen.

Gaslieferung

- Ein tiefergehender Abgleich der Annahmen und Ergebnisse der EU-Studie mit den in Deutschland von Bundesregierung und Umweltbundesamt üblicherweise verwendeten GEMIS-Datensätzen zu den Vorketten der Erdgaslieferung ist insbesondere für die Lieferländer Russland und Norwegen angezeigt.
- Darüber hinaus sollten die Ergebnisse einer Studie des Wuppertal-Institutes zu den Emissionen russischer Gaslieferungen aus dem Jahr 2005 berücksichtigt werden.

Fernleitung

- Die Modellierung sollte eine stärkere Differenzierung des inländischen Gasnetzes in Fernleitungsnetz (> 16 bar), sonstiges Hochdrucknetz (> 1 bar) sowie Mittel- und Niederdrucknetz auf der Verteilernetzebene vornehmen.

- Die Bestimmung der spezifischen Emissionen der inländischen Fernleitung und Speicherung sollten nicht auf den inländischen Gasverbrauch, sondern auf das gesamte Gasaufkommen einschließlich Weiterleitung in andere EU-Länder abstellen.

Verteilung und Treibstoffbereitstellung

- Eine Berücksichtigung des (steigenden) Bioerdgasanteils im Gasnetz sollte bei der Zuordnung von infrastrukturbezogenen Emissionen (z. B. Methanschlupf im Verteilnetz) erfolgen.
- Für Stromerzeugung in Gasentspannungsanlagen des Verteilnetzes sollte eine Emissionsgutschrift erfolgen.
- Die Annahmen in der EU-Studie zum Methanschlupf bei Treibstoffbereitstellung und Tanken erscheinen für Deutschland deutlich zu hoch. Stattdessen sollte hier auf die offiziellen Daten des Nationalen Inventarberichts des UBA zurückgegriffen werden.

Emissionsprojektionen

Die Erarbeitung von Emissionsprojektionen für die Jahre 2020 und 2030 sollte nicht alleine auf Annahmen zur antizipierten Entwicklung der inländischen Förderung, der Lieferungen (nach Herkunftsländern) und der Nachfrage nach Erdgas beruhen. Während diese Marktentwicklungen zweifelsohne einen erheblichen Einfluss auf die künftige Emissionsentwicklung haben, so sind weitere Einflussgrößen und hierbei insbesondere technische Fortschritte und technologische Entwicklungen bei der Gasversorgung bis zum **Jahr 2030** zu berücksichtigen.

Dies betrifft u. a.:

- Die Berücksichtigung neuer Fernleitungen im Bau und Projektion und hierbei insbesondere die mittlerweile in Betrieb befindliche Nord Stream Pipeline sowie OPAL und NEL.
- Die Berücksichtigung technologiespezifischer Minderungspotenziale und Effizienzfortschritte in der Gasversorgung.
- Die Berücksichtigung der Dekarbonisierungsfortschritte bei der Stromerzeugung bzw. der Vorkette des Stromverbrauchs.
- Die Berücksichtigung der Effizienzfortschritte und Modernisierungsmaßnahmen in den Vorketten der Gaslieferungen aus außereuropäischen Ländern, insbesondere im Fall von Russland.

2. Anliegen und Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen

Die EU-Studie zu den Treibhausgasemissionen der Vorkette der Gasversorgung gliedert sich in sechs Arbeitspakete:

- Task a: Literature survey
- Task b: Data acquisition
- Task c: Models to estimate max and min GHG emissions
- Task d: Emissions due to accidents and other operational failures
- Task e: Other issues related to sustainability
- Task f: Emissions projections up to 2030

Der BDEW nimmt zu den Datengrundlagen (Task b), der Methodik (Task c) und den Emissionsprojektionen (Task f) im Einzelnen wie folgt Stellung:

Task b: Data acquisition (Datensammlung)

Die Studie analysiert den Lebensweg von der Förderung bis zur Tankstelle („well-to-tank“-WTT). Die Hauptquelle für die Bestimmung der inländischen THG-Emissionen der Gasversorgung ist der quellsektorbezogene Nationale Inventarbericht (NIR) des Umweltbundesamtes für das Berichtsjahr 2012. Zu beachten ist hierbei, dass die Emissionen des Gasfachs sich auf verschiedene Quellsektoren des NIR verteilen (1.A.1.c, 1.A.2, 1.A.3, 1.B.2). Darüber hinaus müssen die Daten des NIR noch um die Emissionen der Vorketten und hierbei insbesondere für den Stromverbrauch ergänzt werden.

In der nachfolgenden **Tabelle 1** sind die wesentlichen Grunddaten der Gasversorgung in Deutschland zusammengefasst, die als Bezugsgrößen für die Emissionen bei den im Folgenden vorgenommenen BDEW-Berechnungen herangezogen werden. Die Daten der Gasstatistik des BDEW beziehen sich immer auf den oberen Heizwert (Ho), wie er üblicherweise im Rahmen der Erdgasstatistiken verwendet wird. Die Zahlen der Arbeitsgruppe Energiebilanzen (AGEB) basieren demgegenüber auf dem unteren Heizwert (Hu). Das UBA hat hiervon teilweise abweichende Grunddaten für die Erstellung des nationalen Inventarberichtes für das Berichtsjahr 2012 verwendet. Ein Konsistenzcheck hat allerdings gezeigt, dass die Anpassung der Grunddaten gemäß AGEB- bzw. BDEW-Angaben die Gesamtemissionen der Gasversorgung gegenüber den UBA-Zahlen nicht wesentlich verändern würde.

In **Tabelle 2** sind die Datengrundlagen für die Ableitung der THG-Emissionen nach Lebenszyklusabschnitt veranschaulicht. Für die Bestimmung der spezifischen Emissionen eines Lebenszyklusabschnittes sind die Auswahl einer sachgerechten Bezugsgröße und eine geeignete Allokation von Energieverbräuchen und Emissionen auf Haupt-, Koppel- und Nebenprodukte von entscheidender Bedeutung. Diesbezüglich enthält **Anhang 1** ein Fließbild der Gasversorgung, das die Haupt-, Vor- und Nebenketten sowie die Bezugsgrößen und Koppelprodukte über den Lebenszyklus veranschaulicht.

Tabelle 1: Grunddaten der Gasversorgung in Deutschland in 2012 (Quelle: BDEW)

Lebenszyklusabschnitt	Kenngröße	Bezugsgröße für
Erdgasförderung	432.360 TJ (BDEW - Ho) 390.665 TJ (AGEB - Hu)	Förderung (Production)
CO ₂ /H ₂ S-Abscheidung (aus Sauer gas)	~40% Anteil des Sauer gases an der inländ. Förderung	Aufbereitung (Gas processing/CO ₂ -Removal)
Aufkommen Erdgas im Inland	3.879.000 TJ (BDEW) 3.518.676 (AGEB)	Fernleitungsnetz (Transmission)
Erdgasverbrauch	3.227.400 TJ (BDEW) 2.919.962 (AGEB)	Verteilernetz (Distribution)
Bioerdgas im Gasnetz	19.418 TJ (0,6%) (BDEW)	Verteilernetz (Distribution)
Fernleitungsnetz (Hochdruck)	38.125 km (Fernleitungsnetz im Sinne des EnWG/ENTSOG)	Fernleitung (Transmission) (Methanverlust)
Verteilernetz (Hoch-, Mittel- und Niederdruck)	79.447 km Hochdrucknetz (ohne Fernleitungsnetz) 208.301 km Mitteldrucknetz 166.070 Niederdrucknetz	Verteilernetz (Distribution) (Methanverlust)
Erdgasfahrzeuge	96.284 Fahrzeuge 9.828 TJ Erdgas (BDEW) 1.450 TJ Bioerdgas (EEV)	Treibstoffbereitstellung und Tanken (Fuel dispensing)

Tabelle 2: Datenquellen für Abbildung der inländischen Emissionen der Gasversorgung

Lebenszyklusabschnitt	Exergia et al.	BDEW
Förderung / Herstellung (Production)	AG Energiebilanzen (aggregiert für WZ 6.1 Öl- und WZ 6.2 Gasförderung, aufgeteilt nach Energieinhalt)	Statistisches Bundesamt (Energieträgereinsatz des WZ 6.2), AG Energiebilanzen (Fackelverluste)
Aufbereitung – CO ₂ /H ₂ S-Abscheidung (Gas processing)	Nationaler Inventarbericht des UBA, Zuschätzung des Energiebedarfs der Gas aufbereitung aus Literatur	Nationaler Inventarbericht des UBA, E-PRTR (2 Anlagen) für THG-Emissionen der Gas aufbereitung
Fernleitung und Speicherung (Transmission)	Nationaler Inventarbericht des UBA	Nationaler Inventarbericht des UBA
Verteilung (MD-, ND-Leitung) (Distribution)	Nationaler Inventarbericht des UBA	Nationaler Inventarbericht des UBA
Treibstoffbereitstellung und Tanken (Fuel dispensing)	Literatur	Methanschluß: UBA-NIR; Sonstige Emissionen: aus EU-Studie übernommen
Spezifische THG-Emission des Stromverbrauchs	Eigene Ableitung von Exergia aus Eurostat-Daten	Publikationen des UBA zu Emissionen des Strommixes

Im Folgenden werden die Annahmen und Daten zu den einzelnen Lebenszyklusabschnitten näher betrachtet.

Erdgasförderung

Die Bestimmung der Treibhausgasintensität eines Lieferlandes sollte nicht auf die Ebene der Öl- bzw. Gasfelder herunter gebrochen werden, da die Energieeinsätze und Emissionen aufgrund von simultaner Gewinnung von Öl und Gas sowie Transfers von Produkten zur Aufbereitung zwischen den Feldern oftmals nicht eindeutig zugeordnet werden können.

Exergia et al. greifen auf die aggregierten Energieträgereinsatzdaten der AG Energiebilanzen für Öl- und Gasförderung zurück und teilen diese dann nach dem Energieinhalt der Produkte Erdgas und Erdöl auf. Ein solches Allokationsverfahren bildet die Komplexität der Förderung in vielen Fällen nicht sachgerecht ab. Falls eine Allokation auf die Produkte Öl und Gas dennoch vorgenommen werden soll, sind eine detailliertere Abbildung der einzelnen Gewinnungs- und Aufbereitungsschritte und eine Differenzierung in Erdgas und Erdölgas erforderlich.

Die Erdgasförderung aus inländischen Quellen erfolgte 2012 aus 497 produzierenden Bohrungen. In der Gesamtfördermenge von 10,8 Milliarden Kubikmeter waren rund 101 Millionen Kubikmeter Erdölbegleitgas enthalten, die als Nebenprodukt der Erdölgewinnung anfielen.²

Die gemeinsame Gewinnung von Erdöl und Erdölgas spielt demzufolge in Deutschland nur eine untergeordnete Rolle.

Der BDEW verwendet im Folgenden die nicht aggregierten Daten zum Energieverbrauch des Statistischen Bundesamtes für den Wirtschaftszweig 6.2 (Gasförderung). Diese Daten werden ergänzt um den Energieverbrauch zur Gewinnung von Erdölbegleitgas, wobei dieser anteilig aus dem Energieverbrauch im Wirtschaftszweig 6.1 (Ölförderung) ermittelt wird (Anteil von 3% des Erdölbegleitgases am Energieinhalt der gemeinsamen Öl- und Erdölgasförderung).

Erdgasaufbereitung (CO₂/H₂S-Abscheidung)

Die Sauer gasaufbereitung fällt in Deutschland nicht unter den Wirtschaftszweig 6.2 sondern wird im Chemie-Subsektor 20.13 (Herstellung anorganischer Grundstoffe, hier: Schwefel) berichtet. Energieträgereinsatz und zugehörige Emissionen bei der Sauer gasaufbereitung werden vom Forschungsnehmer aus Literaturwerten zugeschätzt, während die entsprechenden Werte für die BDEW-Betrachtung unmittelbar aus der anlagenspezifischen Emissionsberichterstattung unter E-PRTR bzw. EU-Emissionshandel entnommen wurden. Der Stromverbrauch der Gas aufbereitung wird analog Exergia et al. mit durchschnittlich 30 MJ/Tonne Gas angesetzt.

² Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG): Jahresbericht 2012.

Laut Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) betrug die über chemisch-physikalische Waschprozesse ausgebrachte Schwefelproduktion aus der Erdgasgewinnung rund 800.000 t im Jahr 2012. Dieser Schwefel dient als Grundstoff der chemischen Industrie. Nach Angaben des WEG betrug der spezifische CO₂-Emissionswert bei der Schwefelgewinnung aus der Erdgasaufbereitung 0,3597 t CO₂/t Sauer gas in 2012.

In der EU-Studie ist allerdings keine Allokation der Emissionen auf die Produkte „entschwefeltes Erdgas“ und „Schwefel“ vorgenommen worden. Die Emissionen der Gas aufbereitung werden so konservativ vollständig der Gasversorgung zugeschlagen.

Der BDEW empfiehlt stattdessen eine Allokation der Emissionen der Gas aufbereitung nach dem Quellsektorprinzip analog Treibhausgasberichterstattung des Nationalen Inventarberichts des UBA. Während die aus dem Erdgas ausgetriebenen CO₂-Emissionen als diffuse Emissionen der Energiewirtschaft (Quellsektor 1.B.2) dem Produkt Erdgas zugeschrieben werden, sollte der Energieträgereinsatz für den Claus-Prozess der Schwefelproduktion im Wirtschaftszweig 20.13 (Herstellung anorganischer Grundstoffe) und damit dem Quellsektor 1.A.2 (Verarbeitendes Gewerbe) zugewiesen werden.

Fernleitung und Speicherung

Die Energieträgereinsätze und Emissionen der inländischen Fernleitung und Speicherung werden nach dem Territorialprinzip betrachtet. Die Emissionen der Vorkette aus Förderung und Transport werden hierbei bis zum Grenzübergabepunkt bzw. der Anlandestation der entsprechenden Vorkette des Lieferlandes zugeschlagen („Erdgas frei Hochdruckleitung an der deutschen Grenze“).

Emissionen der Fernleitung und Speicherung umfassen Methanschlupf sowie Energieverbrauch für Ferntransport, Ein- und Ausspeicherung sowie Gasvorwärmung und Trocknung.

Die Emissionen aus inländischer Fernleitung (einschließlich Durchleitung) und Speicherung werden in der BDEW-Betrachtung auf das inländische Gasaufkommen (inländische Produktion zuzüglich Import) und nicht – wie in der EU-Studie vorgenommen – auf den Gasverbrauch umgelegt, um so die Durch- und Weiterleitung von Erdgas in andere EU-Länder angemessen zu berücksichtigen.

Verteilung

Die Bestimmung der Methanverluste beruht auf den Angaben des Umweltbundesamtes im Nationalen Inventarbericht 2014 für das Berichtsjahr 2012.

In der EU-Studie wird nicht berücksichtigt, dass die Gasinfrastruktur auch der Verteilung von Bioerdgas dient. Zur Berücksichtigung des Bioerdgasanteils im Verteilernetz (~ 0,6% Anteil) und bei der Treibstoffbereitstellung und dem Tanken (~ 14% Anteil) werden in der BDEW-Betrachtung entsprechende Anteile für Erdgas und Bioerdgas bei infrastrukturbezogenen Emissionen zugrunde gelegt und die Emissionen entsprechend aufgeteilt.

Erdgas wird in überregionalen Fernleitungsnetzen unter hohem Druck transportiert. An den Übergabepunkten zu den Verteilernetzen wird der Gasdruck wieder reduziert. Durch Erdgas-entspannungsanlagen kann ein Teil der zur Verdichtung eingesetzten Energie zurück gewonnen werden. Dabei werden in vielen Fällen Entspannungsmotoren oder Entspannungsturbinen zur Stromerzeugung verwendet. Diese Stromerzeugung ist als Koppelprodukt der Verteilung zu betrachten und sollte mit einer entsprechenden Emissionsgutschrift versehen werden.

In Deutschland ist dem BDEW eine elektrische Leistung von Gas-Entspannungsanlagen von über 20 MW bekannt, die von Stadtwerken und Gasversorgern betrieben werden. Bei Industriekunden und Gewerbeparks ist von einer Anlagenleistung in ähnlicher Größenordnung auszugehen. Die genaue Stromerzeugung aus Gasdruck ist nicht bekannt, kann aber mit etwa 100 – 150 GWh pro Jahr abgeschätzt werden. Hieraus ergäbe sich unter Annahme einer Substitution von fossiler Stromerzeugung eine Emissionsgutschrift in Höhe von 0,1 Mio. t CO₂ äq pro Jahr.

Treibstoffbereitstellung

Die EU-Studie enthält nur wenige nachvollziehbare Informationen zur Bestimmung der THG-Emissionen des Lebenszyklusabschnitts „Fuel dispensing“. Als emissionsrelevante Prozesse sind hier Methanverlust beim Tanken, der Stromverbrauch für Treibstoffherstellung und Kompression (CNG) und der LKW- bzw. Pipelinetransport zur Tankstelle zu nennen. Prinzipiell gilt, dass Erdgastankstellen technisch geschlossene Systeme ohne Methanaustritt sind. Das DVGW-Arbeitsblatt G651 zur Errichtung und zum Betrieb von Erdgastankstellen fordert zudem ein hohes Maß an Wartung- und Instandhaltungsarbeiten ein, sodass es zu keinen unkontrollierten Methanverlusten an den Anlagen in Deutschland kommt.

Gemäß EU-Studie liegt der Methanverlust in Zentraleuropa und Deutschland in diesem Lebenszyklusabschnitt einheitlich bei 0,34%, was ca. 1,7 kg CO₂ äq/Gigajoule (GJ) entspräche. Im Inventarbericht des UBA wird von 0,33 kg/Jahr Methanemission pro Erdgasfahrzeug während Betanken und Betrieb in Deutschland ausgegangen. Für Deutschland wird von den Forschungsnehmern darüber hinaus eine spezifische Emission für die Treibstoffbereitstellung abzüglich Methanschluß und einschließlich der Vorkette des Stromverbrauchs von ca. 2,5 kg CO₂ äq/GJ angenommen. Dieser Wert umfasst vor allem die Emissionen aus Stromverbrauch bei der Treibstoffbereitstellung sowie aus LKW- oder Pipelinetransport zur Tankstelle.

Der Tankvorgang selbst kann zu einem geringen Methanverlust führen. Das DVGW Arbeitsblatt G 651, Abschnitt 5.7.11 beschreibt einen Wert von maximal 0,03 l Erdgas beim Lösen der Tankkupplung vom Fahrzeug. Doch insbesondere dort, wo der Saugdruck niedrig ist (< 3 bar), werden zum Ende des Tankvorgangs beim Entspannen der Kupplung wenige Gramm Erdgas in den Blow-Down-Behälter zurückgeführt. Hier findet jedoch keine Methanfreisetzung statt. Bei ca. der Hälfte der Anlagen entweicht eine Restgasmenge von ca. 0,015 l bei 200 bar in die Atmosphäre. Das heißt, dass bei atmosphärischem Druck ca. 3 l bzw. 2,4 g Erdgas freigesetzt werden. Kumuliert man diesen Wert über den anteiligen Gesamtkraftstoffabsatz (50% von 2,3 Mrd. kWh) und 20 kg CNG pro Betankung, so werden über die relevante Betankungsmenge in Deutschland pro Jahr ca. 9,9 t Erdgas emittiert.

Bei der Wartung, Eichung und wiederkehrenden Prüfung der Tankstellen kann es ebenfalls zu kontrollierten Erdgasaustritten in die Atmosphäre kommen. Im Zuge des Einsatzes neuer Prüftechnologien können Erdgastankstellen jedoch auch ohne Erdgasemissionen geprüft werden. Hier ist insbesondere die Schallemissionsprüfung im Rahmen der zehnjährigen wiederkehrenden Prüfung zu nennen. Insgesamt sind im Rahmen der regelmäßigen Wartungsarbeiten, der Eichung alle zwei Jahre und der wiederkehrenden Prüfungen alle zwei, fünf oder zehn Jahre durchschnittliche Erdgasemissionen von ca. 15 kg Erdgas pro Tankstelle und Jahr zu kalkulieren. Bei einem Anlagenbestand von 920 Erdgasbefüllanlagen verursachen diese Aktivitäten weitere 13,8 t an Erdgasemissionen pro Jahr.

In Summe führen diese technischen Gegebenheiten der Erdgastankstellen zu einer jährlichen Erdgasemissionsmenge von ca. 23,7 t, was in etwa mit der Mengenangabe des UBA korreliert und von den meisten Betreibern von Erdgastankstellen als praxisrelevant nachvollziehbar empfunden wird.

In den weiteren Berechnungen des BDEW werden der wesentlich geringere Methanverlustfaktor des UBA und für die übrigen Emissionen die Werte der EU-Studie verwendet, wobei noch eine Anpassung des Emissionsfaktors für den Stromverbrauch, der in der BDEW-Betrachtung etwas höher als der Vergleichswert der EU-Studie ist, vorgenommen wird.

Stromverbrauch

Die EU-Studie nimmt für den Stromverbrauch in Deutschland spezifische Emissionen von 483 g CO₂ äq/kWh an. Es ist unklar, ob hierin nur die direkten CO₂-Emissionen enthalten sind oder auch die übrigen Treibhausgase und die Vorkette noch zusätzlich in die Modellierung einbezogen werden. Das UBA weist als direkte spezifische Emissionen des deutschen Strommixes im Jahr 2012 einen Wert von 562 g CO₂ äq/kWh aus.³ Hinzu kommen noch weitere 62 g CO₂ äq/kWh als direkte verbrennungsbedingte Methan- und Lachgasemissionen sowie die Emissionen aus der Vorkette der Stromerzeugung.⁴

In **Tabelle 3** sind die inländischen THG-Emissionen der Gasversorgung einschließlich Sauergasaufbereitung und Vorkette der Stromerzeugung abgebildet. Die THG-Emissionen des Nationalen Inventarberichts für das Berichtsjahr 2012⁵ wurden hierbei anhand der neuen Äquivalenzfaktoren nach dem 4. Sachstandsbericht des IPPC angepasst.⁶

³ Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013; UBA-Bericht Climate Change 23/2014.

⁴ Umweltbundesamt: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger; UBA-Bericht Climate Change 15/2013.

⁵ Umweltbundesamt - Climate Change 24/2014: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 (Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2012).

⁶ Kohlendioxid: 1, Methan: 25, Lachgas: 298.

Tabelle 3: THG-Emissionen der Gasversorgung in Deutschland in 2012 (Quelle: UBA, BDEW)

Lebenszyklusabschnitt	Treibhausgasemission (Mio. t CO₂ äq)
Förderung/Herstellung (Production)	0,7 Mio. t
Aufbereitung – CO ₂ /H ₂ S-Abscheidung (CO ₂ Removal)	1,7 Mio. t
Inländische Fernleitung und Speicherung (Transmission)	1,8 Mio. t
Verteilung (MD-, ND-Leitung) (Distribution)	6,0 Mio. t
Treibstoffbereitstellung und Tanken (Fuel dispensing)	< 0,05 Mio. t
GESAMT	~ 10,2 Mio. t

In **Tabelle 4** sind die spezifischen Ergebnisse der BDEW-Betrachtung für die inländische Gasförderung mit anschließender Verteilung in Deutschland den Ergebnissen aus Exerga et al. gegenübergestellt.

Unterschiede zwischen den beiden Ansätzen liegen teilweise in der Zuordnung der Energieträgereinsätze zu den einzelnen Lebenszyklusabschnitten begründet. Dies gilt insbesondere für die Bereiche Förderung und Gasaufbereitung. Die Unterschiede in den Abschnitten Transmission und Distribution sind möglicherweise auf unterschiedliche Annahmen zum Leitungsnetz und hierbei insbesondere den Methanschlupf und den Energieträgereinsatz in Verdichterstationen zurückzuführen. Der Unterschied im Abschnitt „Fuel dispensing“ ist vor allem auf unterschiedliche Datengrundlagen zum Methanverlust an Erdgastankstellen zurückzuführen.

Da die BDEW-Daten direkt aus den amtlichen Statistiken bzw. Inventaren hervorgehen, die den Angaben der Forschungsnehmer zufolge ebenfalls verwendet wurden, erscheinen die nicht nachvollziehbaren Berechnungen von Exerga et al. erklärungsbedürftig.

Würde man den Energieverbrauch für die Entschwefelung bei der Gasaufbereitung nicht dem Erdgassektor, sondern – wie vom BDEW empfohlen – der Schwefelproduktion zuschlagen, reduziert sich der Emissionswert der BDEW-Berechnung von 11,8 auf 11,2 kg CO₂/GJ.

Tabelle 4: Lebenszyklusbezogene THG-Emissionen der inländischen Gasförderung, Aufbereitung, Fernleitung und Verteilung (bezogen auf den unteren Heizwert)
(Quelle: Exergia et al., BDEW-Berechnung)

Lebenszyklusabschnitt	Exergia et al. [kg CO₂ äq/GJ]	BDEW [kg CO₂ äq/GJ]
Förderung (Production)	5,7	1,8
CO ₂ /H ₂ S-Abscheidung (CO ₂ Removal)	2,6	4,2
Inländische Fernleitung und Speicherung	In Verteilung enthalten	0,5
Verteilung (HD-, MD-, ND- Leitungsnetz) (Distribution)	2,8	2,0
Treibstoffbereitstellung und Tanken (Fuel dispensing)	4,1	3,3
GESAMT	15,2	11,8

Task c: Models to estimate max and min GHG emissions (Modelle zur Bestimmung der maximalen und minimalen Treibhausgasemissionen)

Für die Betrachtung der gesamten Gasversorgung ist die Berücksichtigung der THG-Intensität der Erdgaslieferungen aus anderen Ländern zu berücksichtigen. Im Jahr 2012 lagen gemäß Gasstatistik des BDEW die Anteile an der Gasversorgung in Deutschland wie folgt: inländisch 11%, Russland 33%, Niederlande 26%, Norwegen 25%, andere (Großbritannien, Dänemark etc.) 5%.

In **Tabelle 5** ist eine Gegenüberstellung der Ergebnisse von Exergia et al. für Zentraleuropa (siehe Tabelle 5-25, S. 328 der EU-Studie) und BDEW-Berechnungen dargestellt. Die Emissionen der BDEW-Betrachtung setzen sich aus den der inländischen Förderung, des Verteilnetzes und der Treibstoffbereitstellung zuzuweisenden Emissionen sowie den vom Life-Cycle-Assessment-Modell GEMIS 4.94 (Stand 2010) den Gaslieferungen aus den oben aufgeführten Lieferländern zugeschriebenen Vorkettenemissionen zusammen („Emissionen frei HD-Pipeline an der deutschen Grenze“⁷). Die Vorketten der Gaslieferung von GEMIS wurden hierbei mit den nachgelagerten Prozessschritten der Verteilung und Treibstoffbereitstellung in Deutschland gemäß Tabelle 4 ergänzt.

Das Wuppertal-Institut hat in 2005 einen Bericht zu den Vorkettenemissionen der russischen Erdgaslieferungen nach Deutschland vorgelegt, in die umfangreiche empirische Untersu-

⁷ Siehe GEMIS Datenbank; PROBAS Umweltbundesamt.

chungen zu den Emissionen des russischen Transportnetzes eingeflossen sind.⁸ Die Studie wird im Zwischenbericht von Exergia et al. erwähnt, aber die Ergebnisse im Endbericht dann offensichtlich nicht weiter verwendet. Das Wuppertal-Institut errechnet für russische Gaslieferungen frei deutsche Grenze einen Emissionswert von durchschnittlich 13,4 kg CO₂ äq/GJ mit einer Spannbreite von 11,1 – 19,1 kg CO₂ äq/GJ. Umgerechnet auf die aktuellen Äquivalenzfaktoren des UN-Klimaschutzsekretariats (UNFCCC) beträgt der durchschnittliche Wert 14,2 kg CO₂ äq/GJ. Ergänzt man diesen Faktor um die nachgelagerten Prozessschritte der Verteilung und Treibstoffbereitstellung in Deutschland ergibt sich so ein Emissionswert für russisches Erdgas im Transportbereich frei Tankstelle von rund 20,0 kg CO₂ äq/GJ.

Die GEMIS-Daten dienen zur Berechnung der vorgelagerten Umwelteffekte bei der Bereitstellung von Erdgas und Erdöl sowie daraus bereitgestellten fossilen Energieträgern in Deutschland für verschiedene Systemgrenzen und werden regelmäßig vom UBA für die Beurteilung von Vorkettenemissionen herangezogen bzw. werden zur Anwendung in Umweltmanagementsystemen empfohlen (siehe PROBAS-Datenbank des UBA). Für das Jahr 2010 weist das GEMIS-Modell für „Erdgas (komprimiert) frei Tankstelle“ einen Emissionswert von 14,8 kg CO₂ äq/GJ aus. Der leicht höhere Wert des GEMIS-Modells für 2010 gegenüber den kombinierten Werten aus BDEW/GEMIS für 2012 erklärt sich über die Verschiebung der Erdgasbezugsquellen sowie offensichtlich höhere Annahmen zu den Emissionen insbesondere bei der Treibstoffbereitstellung.

Tabelle 5: Lebenszyklusbezogene THG-Emissionen einschließlich Gaslieferung aus dem Ausland für das Jahr 2012 für den Bezugsraum „EU Central“ – Zentraleuropa (bezogen auf den unteren Heizwert) (Quelle: Exergia et al., BDEW-Berechnung, Öko-Institut (GEMIS))

Lieferland	Exergia et al. [kg CO₂ äq/GJ]	BDEW + GEMIS [kg CO₂ äq/GJ]
Deutschland	15,2	11,8
Russland	35,9	23,2
Niederlande	8,3	7,4
Norwegen	12,6	8,5
Dänemark	11,3	10,2
Großbritannien	13,3	12,2
GESAMT (nach Marktanteil gewichtet)	18,3	13,6

⁸ Wuppertal-Institut: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Studie im Auftrag der E.ON Ruhrgas, Februar 2005.

Ein Vergleich der BDEW/GEMIS-Daten mit den Daten der EU-Studie zeigt, dass zum einen die Annahmen zur Treibstoffbereitstellung und zum anderen die Annahmen zu den Emissionen der Erdgasgewinnung und Erdgasaufbereitung für Deutschland sowie der Gaslieferung aus Russland und Norwegen erheblich voneinander abweichen. Für die übrigen Lieferländer lässt sich der Unterschied in der Treibhausgasintensität über die unterschiedlichen Annahmen zur innerdeutschen Verteilung und Treibstoffbereitstellung hinreichend erklären.

Würde man für Russland anstelle der GEMIS-Daten die Emissionswerte der Studie des Wuppertal-Institutes verwenden, würde sich der Emissionsfaktor der BDEW-Betrachtung für Deutschland von 13,6 auf 12,4 kg CO₂ äq/GJ weiter vermindern.

Die Ergebnisse für Norwegen weichen im Übrigen erheblich von den im Rahmen der norwegischen Treibhausgasberichterstattung von den Unternehmen berichteten Werten ab.

Task f: Emissions projections up to 2030 (Emissionsprojektionen bis zum Jahr 2030)

Eine wichtige Aufgabe der EU-Studie ist die Bewertung der Emissionsentwicklung und THG-Intensität bis zum Jahr 2030. Die Betrachtung beruht hierbei auf Annahmen zur Entwicklung der inländischen Förderung, der Lieferungen (nach Herkunftsländern) und der Nachfrage nach Erdgas. Während diese Marktentwicklungen zweifelsohne einen erheblichen Einfluss auf die künftige Emissionsentwicklung haben, so sind weitere Einflussgrößen und hierbei insbesondere technische Fortschritte und technologische Entwicklungen bei der Gasversorgung bis zum **Jahr 2030** zu berücksichtigen, die offensichtlich in den Projektionen ausgeblendet wurden:

- Neue Fernleitungen (insbesondere Bau und Erweiterung der Nord-Stream-Pipeline in Verbindung mit Ostsee-Pipeline OPAL und Nordeuropäischer Erdgasleitung NEL) und Modernisierung bzw. Neubau von Anlandestationen (z. B. Greifswald, Emden);
- Investitionen in Verteilernetzausbau und Verdichtung (gemäß Netzentwicklungsplan);
- Effizienzsteigerungen und Emissionsminderungen bei erdgasgefeuerten Verdichterstationen (Gasmotoren, Gasturbinen) im Zuge von Ersatz und Neubau insbesondere auch als Folge der erforderlichen Nachrüstungen bis 2030 zur Einhaltung gemeinschaftlicher immissionsschutzrechtlicher Regelungen (z. B. IED, BREF LCP, MCP-Richtlinie);
- Ausbau der Eigenstrom- und Wärmeerzeugung in erdgasbetriebenen KWK-Anlagen (z. B. in Deutschland in Greifswald und Großenkneten) zur Versorgung von Anlandestationen sowie Aufbereitungs- und Speicheranlagen;
- Veränderung des THG-Emissionsfaktors des Stromverbrauchs im Zuge der voranschreitenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung, insbesondere im Hinblick auf den Stromverbrauch für die Treibstoffbereitstellung (CNG compression/Fuel dispensation);

- Erhöhung des Anteils von Bioerdgas, „Windgas“ und anderen auf Erdgasqualität aufbereiteter Gase im Verteilernetz und im Endverbrauch (insbesondere relevant bei infrastrukturbezogenen Emissionen wie Methanschluß im Verteilernetz).

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass sich auch die spezifischen Vorkettenemissionen der Gaslieferungen aus anderen Ländern bis zum 2030 durch Modernisierungsmaßnahmen und Reinvestitionen wesentlich vermindern werden.

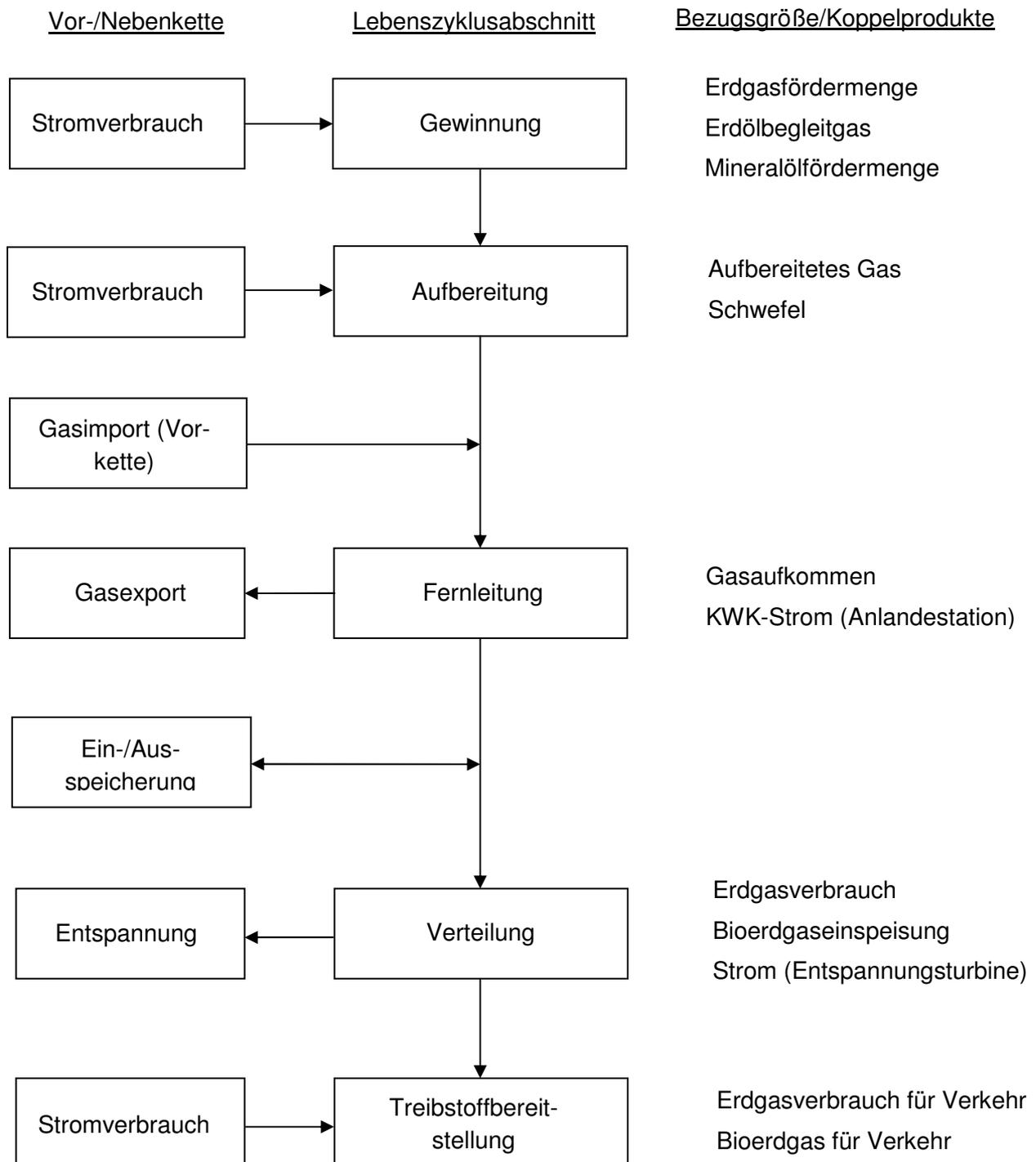
St. Lechtenböhmer et al. haben beispielsweise in zwei Veröffentlichungen in den Jahren 2008 und 2010 die möglichen Modernisierungs- und Investitionspfade der russischen Gasinfrastruktur untersucht.^{9, 10}

Die Autoren gehen davon aus, dass die spezifischen Treibhausgasemissionen aus Transportenergieaufwand und Leckagen – bezogen auf die frei deutsche Grenze gelieferte Energiemenge – im Vergleich zu heutigen Werten, je nach der Geschwindigkeit der Reinvestitionen und den dabei verwendeten technischen Standards bis 2030 um 30 bis 50% sinken werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich die zukünftige Emissionssituation der russischen Erdgaswirtschaft trotz sinkender Feldgrößen und geringerer Förderung pro Bohrloch durch die erforderlichen umfangreichen Neuinvestitionen nach dem heutigen Stand der Technik im Bereich der Fördertechnik und des Ferntransportes deutlich verbessern wird.

⁹ St. Lechtenböhmer et al.: Tapping the leakages: methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long distance gas transmission pipelines. In: International journal of greenhouse gas control, 1 (2007), 4, S. 387-395.

¹⁰ Karin Arnold, Carmen Dienst, Stefan Lechtenböhmer (2010): Integrierte Treibhausgasbewertung der Prozessketten von Erdgas und industriellem Biomethan in Deutschland. In: Umweltwissenschaften und Schadstoff-Forschung, 22, S. 135-152.

Anhang 1: Fließbild der Gasversorgung



Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Martin Ruhrberg
Telefon: +49 30 300199-1518
martin.ruhrberg@bdew.de

Benjamin Düvel
Telefon: +49 30 300199-1122
benjamin.duevel@bdew.de

Katharina Czaja
Telefon: +49 30 300199-1755
katharina.czaja@bdew.de