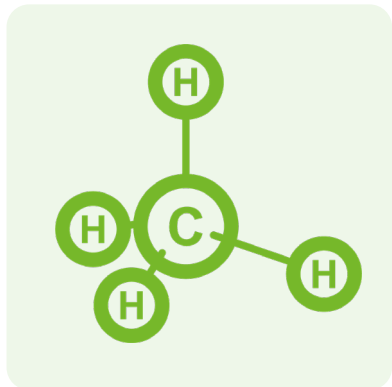
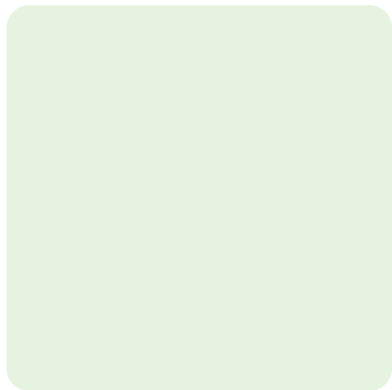
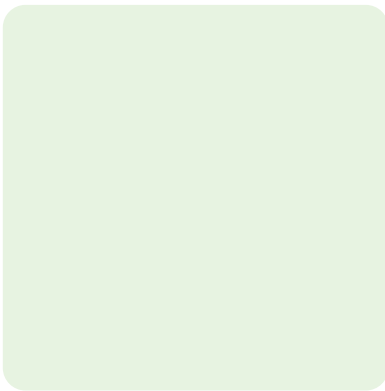
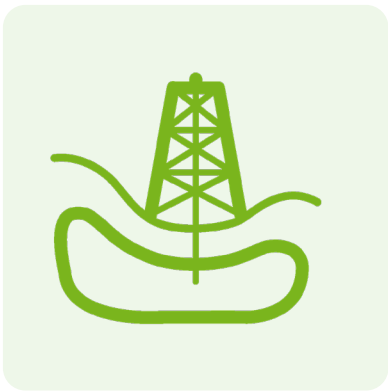


CFNG1.1

Carbon Footprint of Natural Gas 1.1

Management Summary



Impressum

Management Summary

CFNG1.1

Carbon Footprint of Natural Gas 1.1

Erstellt im Auftrag von

Timm Kehler, Dieter Rütten, Verena Friedl

Zukunft Gas GmbH

Neustädtische Kirchstraße 8

D-10117 Berlin, Germany

office@gas.info

www.gas.info

Durchführung

Project Management

Charlotte Große

charlotte.grosse@dbi-gruppe.de

T +49 341 2457-149

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Karl-Heine-Strasse 109/111

D-04229 Leipzig, Germany

www.dbi-gruppe.de

Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Charlotte Große, Melanie Eyßer, Stefanie

Lehmann, Marco Behnke

Laufzeit

01.04.2020 to 15.01.2021

Carbon Footprint of Natural Gas 1.1

Ziel und Hauptkenntnisse

Ziel der vorliegenden Studie war es, den Carbon Footprint von Erdgas, welches in Zentral-Europa (ZE)¹ oder Deutschland (DE) verteilt wird, für die Jahre 2015 bis 2018 zu berechnen. Hierbei wurden die Schritte Erdgasförderung, -aufbereitung, -transport und -speicherung außerhalb und innerhalb ZE (DE) sowie die -verteilung in ZE (DE) berücksichtigt. Die Gasanwendung war nicht Bestandteil der Analyse.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Die spezifischen Methanemissionen sind in allen betrachteten Lieferländern gesunken². Da aber anteilig mehr Gas aus Russland importiert wurde, welches höhere spezifische Methanemissionen als norwegisches oder niederländisches Gas aufweist, sind die Methanemissionen in der Region ZE annähernd stabil geblieben³.
- Gleichzeitig sind die CO₂-Emissionen gestiegen, hauptsächlich aufgrund des erhöhten Energieverbrauchs für die Gasförderung und den Gastransport nach CE.
- Somit hat sich der Carbon Footprint zwischen 2015 und 2018 erhöht, liegt aber immer noch leicht unter dem für 2014 berechneten Wert der Vorgängerstudie⁴.

Hintergrund und Motivation

Die Studie wurde von Zukunft ERDGAS als Update der 2016 veröffentlichten Studie "Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas" [2], im Folgenden als "Vorgängerstudie" bezeichnet, in Auftrag gegeben. Ihre Ergebnisse sollen als fundierte wissenschaftliche Grundlage in der Kommunikation mit den Mitgliedern des Verbandes, den Stakeholdern und der Politik über die Treibhausgasemissionen von Erdgas genutzt werden.

Herangehensweise

In dieser Studie wurden für die Jahre 2015 bis 2018 verlässliche und aktuelle Daten zu den Vorkettenemissionen gesammelt, die auf den verschiedenen Stufen der Erdgaswertschöpfungskette (Abbildung 1) freigesetzt werden. Die Studie berücksichtigt die Anforderungen der DIN EN ISO 14040, 14044 und 14067 hinsichtlich Datenqualität, Vollständigkeit und Konsistenz. Die Studie ist so aufbereitet, dass sie einer kritischen Überprüfung durch unabhängige Dritte unterzogen werden kann.

¹ Die Region "ZE" umfasst: Belgien, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechische Republik, Ungarn [1].

² Die Methanemissionen von Erdgas, verteilt in ZE sanken 2018 im Vergleich zu 2015 je Produzentenland um: DE: 3,5 %; NL: 1,3 %; NO: 1,1 %; RU: 6,3 %.

³ Die Methanemissionen von Erdgas, verteilt in ZE sanken 2018 im Vergleich zu 2015 um 0,7 %.

⁴ Mit "Vorgängerstudie" ist die Studie "Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas"[2].



Abbildung 1: Produktsystem, eigene Darstellung

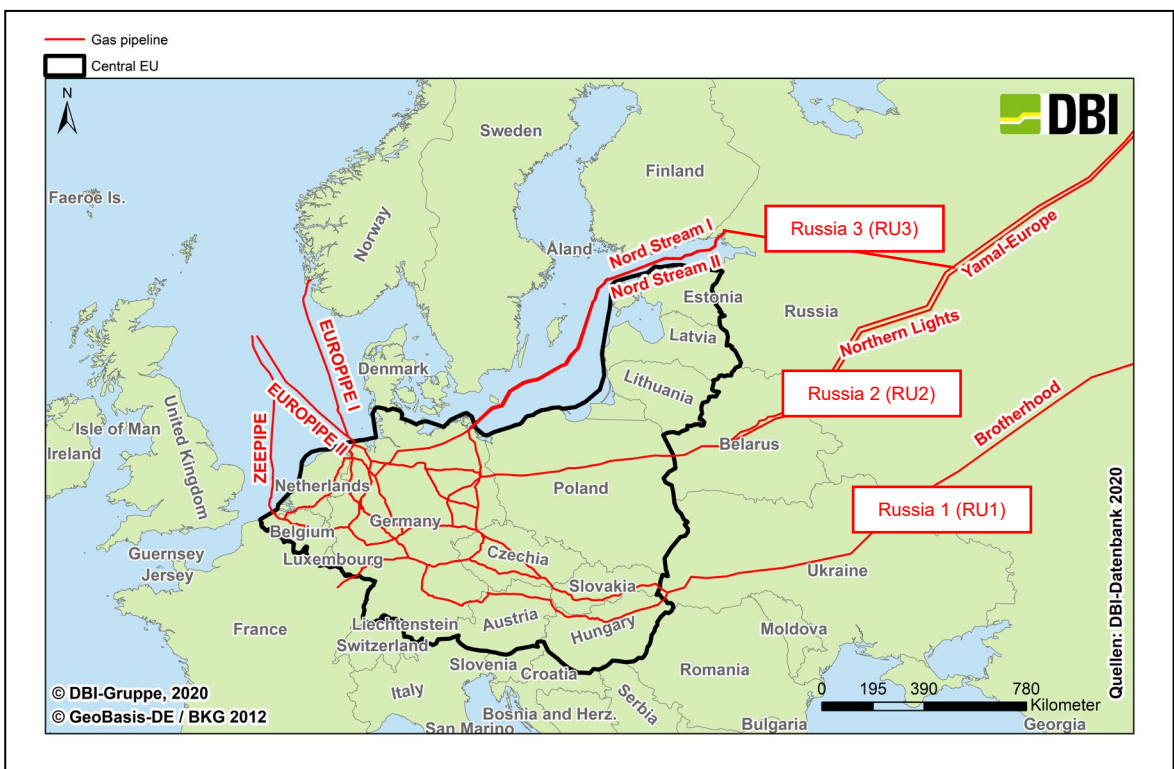


Abbildung 2: System "Erdgas verteilt in ZE", eigene Darstellung DBI

Es wurden nur Daten erhoben, die einen signifikanten Einfluss auf den Carbon Footprint haben. Bestimmte Eingangsdaten, wie z. B. für einige Länder innerhalb Zentral-Europas (z. B. Österreich oder Polen) oder für die Wertschöpfungskette von LNG, wurden in der Form verwendet, wie sie in der Literatur angegeben sind. Es ist zu erwarten, dass eine weitere Anpassung dieser Daten zu einer höheren Genauigkeit der Ergebnisse des Carbon Footprint führen würde.

Die Auswirkungen aller Treibhausgase wurden mit den Werten für das Treibhausgaspotenzial aus dem vierten IPCC-Sachstandsbericht über 100 Jahre bewertet, die derzeit die Grundlage für nationale Treibhausgasinventare bilden. Für die Modellierung wurde die Ökobilanz-Software GaBi von Sphera verwendet.

Ergebnisse

Die folgenden Hauptergebnisse wurden identifiziert:

- Der berechnete Carbon Footprint des in Zentral-Europa verteilten Erdgases für das Jahr 2018 beträgt **7.722 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 28 gCO₂e/kWh (H_i)**.
- Der berechnete Carbon Footprint des in Deutschland verteilten Erdgases für das Jahr 2018 beträgt **6.592 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 24 gCO₂e/kWh (H_i)** und ist damit geringer als der Carbon Footprint des in Zentral-Europa verteilten Erdgases. Dies ist vor allem auf unterschiedliche Erdgasversorgungsstrukturen zurückzuführen.
- Die **Methanverluste betragen 0,5 % (0,3 %)** bezogen auf die in ZE (DE) verteilte Gasmenge⁵ im Jahr 2018.

Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentraleuropa 2018

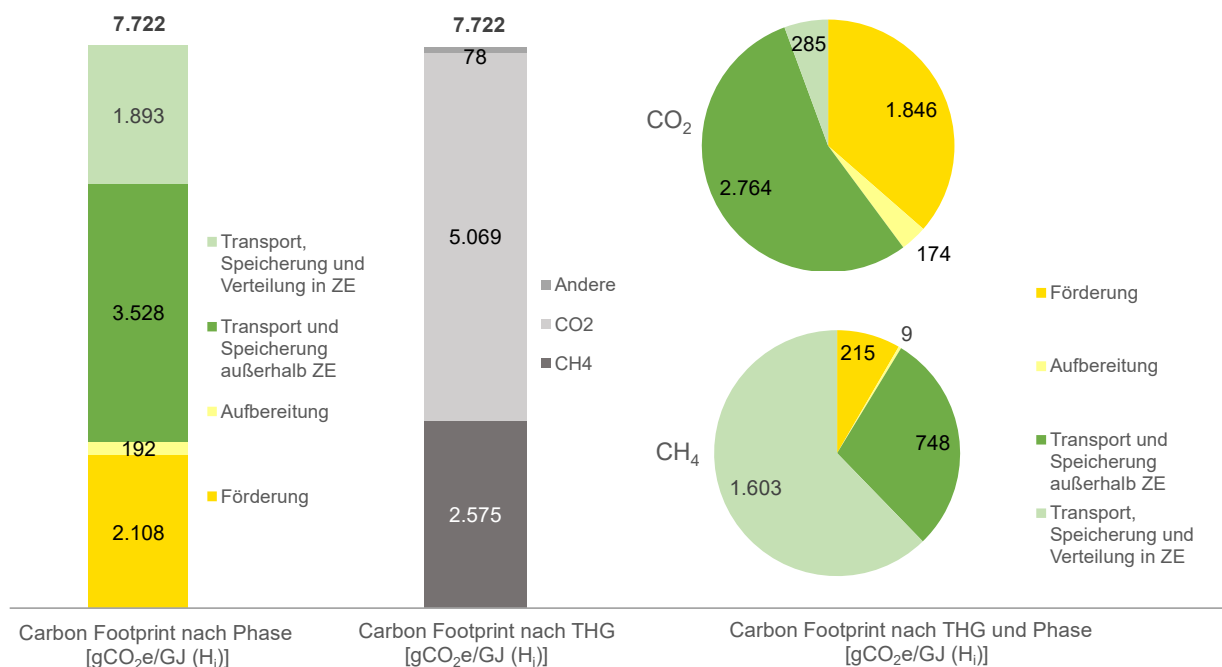


Abbildung 3: Aufschlüsselung des Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE nach Lebenszyklusphase und Treibhausgasen in 2018

Die Vorgängerstudie hat gezeigt, dass die Einbeziehung der aktuell bestverfügbaren Daten anstelle von Annahmen oder Literaturwerten zu einer deutlichen Reduzierung der Ergebnisse führt. Dies wurde auch in dieser Studie festgestellt. Im Vergleich zur Vorgängerstudie wurden Datenaktualisierungen insbesondere für Norwegen und die Ukraine vorgenommen.

Der berechnete Carbon Footprint ist zwischen 2015 und 2018 gestiegen. Dies ist vor allem auf den steigenden Anteil von Erdgas aus Russland mit seine langen Transportwegen zurückzuführen, aber auch auf steigende Carbon Footprint der einzelnen Förderländer (z. B. zeigen Deutschland und die Niederlande eine Zunahme der Energieintensität ihrer Gasproduktion über die Jahre).

Nichtsdestotrotz sind die Methanemissionen in allen Ländern und Produktionsschritten zurückgegangen, was wahrscheinlich ein Ergebnis von Maßnahmen zur Reduzierung der Methanemissionen ist. Norwegen und Russland haben z. B. Steuersysteme für Methanemissionen, die zu Emissionsreduzierungen führten.

⁵ Errechnet auf Basis der Masse von CH₄ bezogen auf die Masse eines GJ verteilten Gases.

Gleichzeitig ist jedoch der Energiebedarf gestiegen, was zu höheren CO₂-Emissionen führt.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Mit den Angaben zu diffusen Methanemissionen sind erhebliche Unsicherheiten verbunden. Es gibt viele Elemente, die Emissionen verursachen, und nicht jedes Element kann realistischerweise Teil von Messungen sein. Bis zu einem gewissen Grad sind Unsicherheiten daher unvermeidbar.

Es gibt einige Datenlücken, die in der vorliegenden Studie zur Verwendung von Literaturdaten, Annahmen und Einschränkungen führen. Die folgenden Lücken sollten in zukünftigen Studien geschlossen werden, um genauere Ergebnisse zu erhalten:

- Bohrungen zur Gasförderung
- Energiebedarf der Gasspeicherung
- Biogaseinspeiseanlagen
- Energiebedarf für die Verteilung von Erdgas (z. B. für Vorwärmung)

Viele Daten wurden von den Betreibern zur Verfügung gestellt; sie sind jedoch noch nicht öffentlich zugänglich. Die öffentliche Verfügbarkeit und Transparenz von Daten hat einen starken Einfluss auf Studienergebnisse (wie es in der Vorgängerstudie gezeigt wurde). Die öffentliche Verfügbarkeit von Daten hat daher einen direkten Einfluss auf Entscheidungsprozesse auf europäischer Ebene, da nicht immer davon ausgegangen werden kann, dass Vertreter der Erdgasindustrie in Studien involviert sind, die zur Abschätzung des mit der Wertschöpfungskette von Erdgas verbundenen Carbon Footprint durchgeführt werden.

Die Branche sollte ihren bisherigen Kurs der Erhöhung von Transparenz fortsetzen, damit Maßnahmen zur Emissionsreduktion (z.B. der Einsatz neuer Technologien und neuer Materialien für den Pipelinebau) bei der Ermittlung des Carbon Footprint berücksichtigt werden können. Darüber hinaus sollten Industrie und Behörden enger zusammenarbeiten, um die Aufnahme von Industriedaten in öffentliche Datenbanken wie z.B. nationale Inventare zu Treibhausgasemissionen (NIR) zu ermöglichen und so die Nutzung von Industriedaten für Studien zu ermöglichen, die nicht von Industriepartnern begleitet werden.

Die Ergebnisse dieser Studie sollten für die Kommunikation mit relevanten Stakeholdern (z. B. Energiepolitik, Europäische Kommission) genutzt werden, um die Sammlung und Harmonisierung aktueller Daten zu Treibhausgasemissionen von Erdgas über den gesamten Lebenszyklus zu fördern.

Literatur

- [1] EXERGIA S.A., Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory E3MLab, COWI A/S, *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report*, Brussels **2015**.
- [2] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien, M. Eyßer, *Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain* **2016**.
- [3] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien, M. Eyßer, *Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain: Final Presentation*, https://www.dbi-gut.de/emissions.html?file=files/HIPS_net/Emissionen/Finale%20Dokumente/Presentation_english.pdf **2016**.
- [4] S. Bailey, *Map of the major existing and proposed russian natural gas transportation pipelines to europe.*, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Major_russian_gas_pipelines_to_europe.png **2009**.