BASISSTUDIE

ZUR

UNTERNEHMENSZERTIFIZIERUNG

DER STADTWERKE GÖTTINGEN AG

GEMÄSS DES

STOP CLIMATE CHANGE

STANDARDS VERSION 3

ZUR MINDERUNG UND KOMPENSATION VON TREIBHAUSGASEN

Titel der Studie:	**Unternehmenszertifizierung der Stadtwerke Göttingen AG gemäß des Stop Climate Change - Standards Version 3 zur Minderung und Kompensation von Treibhausgasen**
Auftraggeber:	**Stadtwerke Göttingen AG**
	Ansprechpartner: Michael Mätschke, Kommunikation & Medien
	Hildebrandstraße 1 D-37081 Göttingen Tel.: +49 (0)551 301 269 Fax: +49 (0)551 32768 Michael.Mätschke@swgoe.de www.stadtwerke-goettingen.de
Erstellt durch:	**Georg-August-Universität Göttingen, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik**
	Dipl.-Geoökol. Meike Schmehl Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn Prof. Dr. Jutta Geldermann
	Platz der Göttinger Sieben 3 D-37073 Göttingen Tel: +49 (0)551 39 7258 Fax: +49 (0)551 39 9343 www.produktion.uni-goettingen.de
Datum:	**20. September 2013**

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis i

Abkürzungsverzeichnis iii

Tabellenverzeichnis iv

Abbildungsverzeichnis vii

1. Hintergrund und Einführung 1

2. Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens 3
2.1 Ziel der Studie 3
2.2 Untersuchungsrahmen der Studie 4

3. Beschreibung des Stoffstrommodells der Stadtwerke Göttingen AG 10
3.1 Wasserversorgung 10
3.2 Gasversorgung 12
3.3 Fernwärmeversorgung 16
3.4 Gastankstellen 23
3.5 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 26
3.6 Parkdienstleistungen 26
3.7 Verwaltungsstandort 28

4. Beschreibung der verwendeten THG-Emissionsfaktoren 33
4.1 Emissionsfaktoren für die Bereitstellung von Energieträgern 33
4.2 Emissionsfaktoren für Rohstoffe und Ausgangsmaterialien 43
4.3 Direkte Emissionsfaktoren umgesetzter Energieträger 45
4.4 Emissionsfaktoren für den Strom- und Wärmebezug 46
4.5 Emissionsfaktoren für Produkte der Stadtwerke Göttingen AG 54
4.6 Emissionsfaktoren für den Güter- und Personentransport 59
4.7 Emissionsfaktoren für die Abfallentsorgung 61

5. Ergebnisse 62
5.1 Betriebliche CO_2e-Bilanz nach Sektoren 62
5.2 Gesamtbetriebliche CO_2e-Bilanz nach Scopes 70

6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen 73

7. Datenerfassungskonzept 75

8. Literatur 77

9. Anhang 80
9.1 Emissionsfaktoren der Bahnfahrten 80
9.2 Verwendete Emissionfaktoren 82
9.3 CO_2e-Bilanz des Entsorgungsbereichs 84

9.4 Bestätigung der Zertifikationsvorlage 85
9.5 Kritische Prüfung (Critical Review Report) 86

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BHKW	Blockheizkraftwerk
CNG	Compressed Natural Gas
CO_2	Kohlendioxid
CO_2e	CO_2-Äquivalent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
et al.	et alii
FM	Frischmasse
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlagen
GHG	engl. *greenhousegas* (Treibhausgas)
HD	Hochdruck
HKW	Heizkraftwerke
i. A.	im Auftrag
ISO	International Organization for Standardization
k.A.	keine Angabe
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraftwärmekopplung
LPG	Liquefied Petroleum Gas
m^3	Kubikmeter
MJ	Megajoule
ω	Brennstoffausnutzungsgrad
σ	Stromkennzahl
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
P.km	Personenkilometer
PV	Photovoltaik
t	Tonne
t.km	Tonnenkilometer
THG	Treibhausgas
THT	Tetrahydrothiopen
TJ	Terajoule
TM	Trockenmasse
TWh	Terawattstunde

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Berücksichtigte Sektoren der Stadtwerke Göttingen AG 5
Tabelle 2: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Wasserversorgung 11
Tabelle 3: Energieströme des Scope 2 der Wasserversorgung 11
Tabelle 4: Stoffströme des Scope 3 der Wasserversorgung 12
Tabelle 5: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Gasversorgung 13
Tabelle 6: Energieströme des Scope 2 der Gasversorgung 14
Tabelle 7: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) der Gasversorgung 15
Tabelle 8: Energie- und Stoffströme des Scope 3 (Downstream) der Gasversorgung (ohne Fremdgas) 15
Tabelle 9: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Godehardstraße 17
Tabelle 10: Energieströme des Scope 2 für das HKW Godehardstraße 18
Tabelle 11: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Godehardstraße 19
Tabelle 12: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Zietenterrassen 20
Tabelle 13: Energieströme des Scope 2 für das HKW Zietenterrassen 20
Tabelle 14: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Zietenterrassen 21
Tabelle 15: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Kiesseekarree 22
Tabelle 16: Energieströme des Scope 2 für das HKW Kiesseekarree 22
Tabelle 17: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Kiesseekarree 23
Tabelle 18: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Gastankstellen 24
Tabelle 19: Energieströme des Scope 2 der Gastankstellen 24
Tabelle 20: Stoffströme des Scope 3 (Upstream) der Gastankstellen (in 2012 inkl. Verluste durch Prüfung) 25
Tabelle 21: Energie- und Stoffströme des Scope 3 (Downstream) der Gastankstellen 25
Tabelle 22: Energieströme des Scope 2 für die Parkdienstleistungen 27
Tabelle 23: Stoffströme des Scope 3 der Parkdienstleistungen 27
Tabelle 24: Energie- und Stoffströme des Scope 1 des Verwaltungsstandorts 28
Tabelle 25: Energieströme des Scope 2 des Verwaltungsstandorts 29
Tabelle 26: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) der Materialbeschaffung . 30
Tabelle 27: Stoffströme des Scope 3 (Upstream) der Energieträger- und Trinkwasserbereitstellung 30
Tabelle 28: Personentransporte des Scope 3 (Upstream) für die Dienstreisen 31
Tabelle 29: Personentransporte des Scope 3 (Upstream) für die An- und Abfahrten der Mitarbeitenden 31
Tabelle 30: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) des Verwaltungsstandorts 32
Tabelle 31: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung von fossilen Energieträgern 34

Tabelle 32: Substratinput der Biogas Göttingen GmbH & Co. KG in dem Zeitraum 01.07.2012 bis 30.06.2013 35
Tabelle 33: Emissionsfaktoren der eingesetzten Substrate zur Biogaserzeugung (Quelle: IINAS 2013) 36
Tabelle 34: Emissionsfaktoren des Substrattransports 36
Tabelle 35: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung des Biogassubstrates im Bilanzierungszeitraum 37
Tabelle 36: Zusammenfassung der mit der Biogaserzeugung verbundenen THG-Emissionen 39
Tabelle 37: Nährstoffe im Wirtschaftsdünger 39
Tabelle 38: Nährstoffbereitstellung durch Gärrest im Bilanzierungszeitraum 39
Tabelle 39: Eingesparte THG-Emissionen durch die Substitution von Mineraldünger mit Gärrest 40
Tabelle 40: Parameter für die Berechnung des Methan-Emissionsfaktors aus konventioneller Wirtschaftsdüngerlagerung 40
Tabelle 41: Zusammensetzung des Emissionsfaktors für von der Stadtwerke Göttingen AG bezogenes Biogas 41
Tabelle 42: Zusammensetzung des Emissionsfaktors für von der Stadtwerke Göttingen AG bezogenes Biomethan 42
Tabelle 43: Substanzmengen und Emissionsfaktoren für die Odorierungsmittel Tetrahydrothiopen und Gasodor® S-Free 44
Tabelle 44: Direkte Emissionsfaktoren für die Konversion von fossilen Energieträgern 45
Tabelle 45: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 50
Tabelle 46: Emissionsfaktoren des E.ON Residualmix der Stromerzeugung 52
Tabelle 47: Berechnung des Emissionsfaktors für die Bereitstellung von Erdgas durch die Stadtwerke Göttingen 54
Tabelle 48: Emissionsfaktoren für den Güter- und Personentransport 60
Tabelle 49: Emissionsfaktoren der Abfallentsorgung 61
Tabelle 50: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Wasserversorgung 63
Tabelle 51: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Gasversorgung 64
Tabelle 52: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Fernwärmeversorgung 65
Tabelle 53: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Erdgastankstellen 66
Tabelle 54: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) 67
Tabelle 55: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Parkdienstleistungen 67
Tabelle 56: CO_2e-Emissionsbilanz für den Verwaltungsstandort 69
Tabelle 57: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG für das Jahr 2011 71
Tabelle 58: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG für das Jahr 2012 71
Tabelle 59: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG ohne die Fernwärmeversorgung für das Jahr 2012 72
Tabelle 60: Ausschnitt der Datenerfassungsbögen für die Geschäftsbereiche 76

Tabelle 61: Emissionsfaktoren der Bahnfahrten und Anzahl der Dienstfahrten (Fortsetzung auf nächster Seite) 80
Tabelle 62: Übersicht der in der Basisstudie verwendeten Emissionsfaktoren (Fortsetzung auf nächster Seite)..... 82
Tabelle 63: CO_2e-Bilanz für den Entsorgungsbereich des Verwaltungsstandorts 84

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Sankey-Diagramm zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Fernwärmebereitstellung im HKW Godehardstraße 56
Abbildung 2: Emissionsfaktor zur Bereitstellung von CNG 2011 58
Abbildung 3: Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Trinkwasser 2011 59
Abbildung 4: Auswirkungen unterschiedlicher Systemgrenzen auf die Emissionsbilanz der einzelnen Scopes 70

1. HINTERGRUND UND EINFÜHRUNG

Zu den größten Herausforderungen gehört derzeit die Reduktion der weltweiten Emission von Treibhausgasen (THG). Die Bundesregierung hat dazu das Ziel ausgegeben, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 % zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, sind neben Privatpersonen auch Unternehmen bestrebt, ihren Beitrag zu leisten. In diesem Zusammenhang verfolgen beispielsweise rund 70 % der DAX 30-Unternehmen verpflichtende CO_2-Reduktionsziele (Eitelwein und Goretzki 2010).

Unternehmen der Energieversorgung unterliegen bereits von gesetzlicher Seite dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, wobei die zu ermittelnden Daten keine Aussagen zu den nicht emissionsintensiven Anlagen bzw. dem ganzen Unternehmen erlauben (Schmidt 2010). Eine betriebliche CO_2e-Bilanz spannt den Bilanzierungsraum dagegen weiter auf. So sind die gesamten direkten THG-Emissionen, die unmittelbar von dem Unternehmen kontrolliert werden, und die energiebedingten indirekten THG-Emissionen durch den Bezug von Elektrizität, Hitze oder Dampf zu erfassen. Zusätzlich können noch andere indirekte THG-Emissionen, die den Aktivitäten des Unternehmens zuzuordnen sind, in die Bilanz aufgenommen werden. Schmidt (2010) führt als Vorteile einer Gesamtbilanzierung der Organisation auf, dass dadurch Unternehmen bestrebt sind, gezielt direkte Emissionen zu vermeiden und die Lieferantenstruktur zu optimieren. Verringerungen der THG-Emissionen schlagen sich direkt in jährlichen Bilanzen wieder und können der gesamten Leistung des Unternehmens gegenüber gestellt werden.

Klimafreundlichkeit eines Unternehmens wird als zunehmend wichtiger Wettbewerbsfaktor gesehen, der bei den Stakeholdern (Kunden, Geschäftspartner, Investoren, Öffentlichkeit) eine Rolle spielt (Schmidt 2010; Eitelwein und Goretzki 2010). Für Stadtwerke als lokale Energie- und Wasserversorger ist diese Entwicklung ebenso festzustellen (Blaha 2013). Viele Stadtwerke bieten bereits klimaneutrale Produkte, wie z.B. Erdgas und Wasser, an (Blaha 2013; Stadtwerke Essen 2010).

Das Produktportfolio der Stadtwerke Göttingen beinhaltet bereits klimaneutrales Erdgas, dessen THG-Emissionen durch die Konversion beim Endverbraucher durch Klimaschutz-Zertifikate ausgeglichen sind. Ergänzend streben die Stadtwerke Göttingen derzeit an, die gesamte Organisation als klimaneutrales Unternehmen auszuweisen. Hierfür dient die betriebliche CO_2e-Bilanz als Basis. Durch die Erstellung einer betrieblichen CO_2e-Bilanz können zukünftige strategische Maßnahmen abgeleitet werden, um eine kosteneffiziente Reduktion der THG-Emissionen zu erzielen. Dabei wird durch die Erstellung der betrieblichen CO_2e-Bilanz die notwendige Transparenz in der Wertschöpfungskette geschaffen, um besonders emissionsreiche Aktivitäten zu identifizieren und so eine Optimierung der Prozessketten zu ermöglichen. Die unvermeidbaren CO_2e-Emissionen können durch Investitionen in ökologisch und sozial sinnvolle Klimaschutzprojekte kompensiert werden. Die abschließende Zertifizierung garantiert eine hohe Qualität und Transparenz nach standardisierten Regeln.

Ziel der Studie (Basisstudie nach Stop Climate Change Standard) ist somit die Erstellung einer betrieblichen CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen. Der Prozess wird hierbei durch die Agrar- und Umwelttechnik GmbH Göttingen (AGRA-TEG) begleitet. Die CO_2e-Bilanz dient als Grundlage für die Zertifizierung „Klimafreundliches Unternehmen nach Stop Climate Change Standard“.

2. FESTLEGUNG DES ZIELS UND DES UNTERSUCHUNGSRAHMENS

In Übereinstimmung mit der ISO 14064-1 (2012) und dem Stop Climate Change – Standard Version 3 ist die Studie folgendermaßen aufgebaut: In Kapitel 1 werden der Hintergrund und die Motivation, aus denen diese Studie entstanden ist, beschrieben. Kapitel 2 beschreibt das Ziel und die Rahmenbedingungen der Studie. Die in dieser Studie verwendeten Systemgrenzen werden in Kapitel 3 vorgestellt. In Kapitel 4 werden die Emissionsfaktoren zur Berechnung der Treibhausgasbilanz vorgestellt. Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanz sind in Kapitel 5 dargestellt. Die daraus folgenden Rückschlüsse finden sich in Kapitel 6.

2.1 ZIEL DER STUDIE

Das Hauptziel der Studie ist die Bereitstellung einer auf Primär[1]- und Sekundärdaten[2] basierenden Treibhausgasbilanz für die Stadtwerke Göttingen. Die mit dieser Studie vorgestellte Treibhausgasbilanz ermöglicht es, Aussagen zur Klimawirkung des unternehmerischen Wirtschaftens der Stadtwerke Göttingen zu treffen und unterstützt die Entscheidungsfindung, interne Prozesse klimafreundlicher zu gestalten.

Dazu wird eine Analyse der THG-Emissionen der folgenden Sektoren durchgeführt:

1. Wasserversorgung,
2. Gasversorgung,
3. Wärmeversorgung,
4. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien,
5. Parkdienstleistungen,
6. Gastankstellen und
7. Verwaltung.

Die Analyse der THG-Emissionen basiert auf ISO 14064-1 (2012) (Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von THG-Emissionen und Entzug von THG-Emissionen auf Organisationsebene) (DIN EN ISO 2012).

Andere Umweltfaktoren sowie ökonomische und soziale Indikatoren werden in dieser Studie nicht betrachtet.

---

[1] Primärdaten sind standortspezifische Daten (Daten von einem bestimmten Prozess an einem bestimmten Standort). Es handelt sich entweder um direkte THG-Emissionen, Daten zu Aktivitäten oder Emissionsfaktoren. Die Daten werden vom Auftraggeber bereitgestellt. Auf Grundlage von Primärdaten und fundierten Faktoren (bspw. Emissionsfaktoren) berechnete Daten werden auch als Primärdaten bezeichnet.

[2] Sekundärdaten werden benutzt, wenn die Datenerfassung von Primärdaten nicht möglich oder umsetzbar ist, und sind meistens Daten aus wissenschaftlichen Quellen, berechnete Daten und geschätzte oder andere repräsentative Daten.

2.1.1 ANWENDUNG

Die Analyse der THG-Emissionen für die Stadtwerke Göttingen soll eine objektive Basis für die interne und externe Diskussion über die Emissionsquellen und die -minderungspotenziale schaffen. Des Weiteren kann die Analyse als Grundlage für eine Stop Climate Change – Unternehmenszertifizierung dienen.

Das Hauptziel der Studie ist die Bereitstellung einer auf Primär- und Sekundärdaten basierenden Treibhausgasbilanz zur Ableitung von Entscheidungen.

- Die Studie kann dazu verwendet werden, um sich über die Rahmenbedingungen der Stadtwerke Göttingen zu informieren.
- Die Studie kann als Grundlage für eine Stop Climate Change – Unternehmenszertifizierung benutzt werden.
- Die Ergebnisse der Studie bieten eine Grundlage, um wichtige Aspekte der Klimawirkung des unternehmerischen Handelns zu diskutieren und um Optimierungspotenziale zu identifizieren.

2.1.2 ANGESPROCHENE ZIELGRUPPE

Diese Studie dient in erster Linie der Stadtwerke Göttingen zur Information über die unternehmensbezogenen klimarelevanten Emissionen.

In einem weiteren Schritt kann die Studie Bürgerinnen und Bürgern, Wirtschaftsunternehmen und anderen Interessengruppen der Region Göttingen eine belastbare Berechnung liefern, um sich über die Klimawirkungen der Stadtwerke Göttingen zu informieren, die durch die unternehmerischen Prozesse entstehen.

Gemäß der ISO 14040 ff ist für den Vergleich von Ökobilanzen/Treibhausgasbilanzen vor der Veröffentlichung eine kritische Prüfung („Critical Review“) durch unabhängige externe Experten erforderlich (DIN EN ISO 2006). Danach kann die Studie veröffentlicht und einem breiten Publikum zugänglich gemacht werden.

2.2 UNTERSUCHUNGSRAHMEN DER STUDIE

Nachfolgend werden die Randbedingungen der Studie beschrieben, um das Verständnis für die betriebliche CO_2-Bilanzierung zu schaffen und der richtigen Interpretation der Ergebnisse zu dienen. Durch die Festlegung des Untersuchungsrahmens wird sichergestellt, dass die untersuchten Sektoren und Bereiche eindeutig beschrieben sind und gegebenenfalls mit anderen Unternehmen verglichen werden können.

2.2.1 UNTERSUCHTE SYSTEME

Analysiert werden für die Stadtwerke Göttingen die Sektoren der Wasser-, Gas-, Wärmeversorgung, Gastankstellen, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), Parkdienstleistung sowie der Verwaltungsstandort (siehe Tabelle 1 mit den einzelnen Unterpunkten). Die THG-Emissionen der einzelnen Sektoren werden für die Kalenderjahre 2011 und 2012 ermittelt.

Tabelle 1: Berücksichtigte Sektoren der Stadtwerke Göttingen AG

Sektor	Standort
Wasserversorgung[1)]	- Wasserversorgungsanlagen: Schillerplatz Springmühle Weende Stegemühle
Gasversorgung	- Gasübergabestationen: Elliehausen, Rosdorf - Reglerstationen: Afrika-Denkmal, Akazienweg, Alcan, Am Kampe, Am Toppe, Elswiese, Feuerwehr, Godehardstraße, Grone, Hainholzweg, Holtenser-Berg, Kehrstraße, Leineberg, Lenglern, Maschmühlenweg, Stegemühle, Rube, Universität - Verdichter Biogasanlage
Wärmeversorgung	- Heizkraftwerke: Godehardstraße Zietenterrassen Kiesseekarree
Gastankstellen	- Gastankstellen: Esso, Kasseler Landstraße Aral, Hannoversche Straße
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	- Wasserkraftwerke: Weende Stegemühle - Photovoltaik-Anlage: Hildebrandstraße
Parkdienstleistung	- Parkhäuser: Hospitalstraße Groner Tor
Verwaltungsstandort	- Verwaltungsgebäude, Garagen, Werkstatt: Hildebrandstraße

[1)] Inklusive Wasserverlustanalysen und kathodischer Korrosionsschutz

Die Prozesse der einzelnen Sektoren werden gemäß des GHG-Protokolls (WBCSD und WRI 2011) drei Bezugsbereichen, den sogenannten Scopes, zugeordnet und beinhalten sowohl unternehmenseigene als auch dem Unternehmen vorgelagerte und nachgelagerte Aktivitäten. Für eine nähere Ausführung der berücksichtigten Prozesse für die einzelnen Sektoren wird auf das Kapitel 3 verwiesen.

2.2.2 FUNKTIONELLE EINHEIT UND UNTERSUCHTE SZENARIEN

Studien zu THG-Emissionen von Unternehmen werden auf eine funktionelle Einheit bezogen. In der vorliegenden Studie wird **Kilogramm CO_2e/Kalenderjahr** als funktionelle Einheit gewählt. Für die zusammenfassende Bilanz in Kapitel 5.2 wird nach DIN EN ISO (2012) die Einheit t CO_2e/Kalenderjahr verwendet.

Die betriebliche CO_2e-Bilanz für die Stadtwerke Göttingen wird für die Jahre 2011 und 2012 analysiert. Als Basisjahr wird das Jahr 2012 festgelegt. Das Jahr 2011 wird hinzugezogen, um die Wirkung bereits durchgeführter Maßnahmen aufzuzeigen.

2.2.3 SYSTEMGRENZEN

Die Analyse der direkten und der energiebedingten indirekten THG-Emissionen bezieht sich auf die unter Abschnitt 2.2.1 beschriebenen Geschäftsbereiche der Stadtwerke Göttingen. Die betriebliche CO_2e-Bilanz umfasst zusätzlich folgende indirekte Treibhausgasemissionen, die in Verbindung stehen mit

1. dem Bezug von Energieträgern und Ausgangsmaterialien inklusive der vorgelagerten Prozesse wie Produktion und Transport,
2. der Nutzung der von der Stadtwerke Göttingen vertriebenen Produkte,
3. der Entsorgung von Abfall inklusive nachgelagerter Prozesse wie Transport sowie
4. An- und Abfahrten sowie Dienstreisen der Mitarbeitenden.

Grundsätzlich werden die Infrastruktur (Gebäude, Straßen, Rohrnetze usw.) und Kapitalgüter (z.B. Maschinen) nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass der Erfassungsaufwand für die Daten in keinem Verhältnis zur Emissionsmenge steht (AGRA-TEG 2009). Des Weiteren werden Contractinganlagen, Baustellen sowie die PV-Anlagen der Göttinger Verkehrsbetriebe GmbH und der Sparkassen-Arena von der Betrachtung ausgeschlossen. Kohlenstoffspeicherung durch Anpflanzungen sowie andere Formen der Treibhausgasgutschriften werden auf Unternehmensebene nicht bilanziert.

2.2.4 ALLOKATIONSVERFAHREN

In der Regel bringen nur wenige industrielle Prozesse ein einziges Produkt hervor oder basieren auf einer Linearität bei Input und Output. Deswegen werden die Stoff- und Energieflüsse sowie die damit verbundenen THG-Emissionen den verschiedenen Produkten zugeordnet. Für Allokationsvereinbarungen gilt nach DIN EN ISO (2006b) grundsätzlich die Prioritätenfolge:

1. Allokation vermeiden.
2. Allokationsansatz naturwissenschaftlich begründen.
3. Allokationsansatz ökonomisch begründen.

In den folgenden Ausführungen zu den einzelnen Sektoren wird entsprechend dokumentiert, welches Verfahren zur Zuteilung der THG-Emissionen bei mehreren Produkten gewählt wird.

2.2.5 DATENSAMMLUNG UND DATENHERKUNFT

Die Datensammlung ist ausschlaggebend für die Qualität einer Treibhausgasanalyse und muss vollständig, nachvollziehbar und zutreffend durchgeführt werden, um zu repräsentativen Werten zu führen.

Für die Datensammlung entwickelte die Professur für Produktion und Logistik der Georg-August-Universität Göttingen und die AGRA-TEG GmbH Fragebögen zu den in Tabelle 1 beschriebenen Sektoren und Bereichen innerhalb der Systemgrenzen. Diese wurden der Stadtwerke Göttingen übermittelt und ausgefüllt zurückgesendet.

Relevante Hintergrunddaten über Energieverbräuche, Transportprozesse und Hilfsmaterialien werden der Datenbank GEMIS Version 4.8 (IINAS 2013) und der Ecoinvent-Datenbank Version 2.2 (Ecoinvent 2010) entnommen. Der Großteil der genutzten Datensätze ist einschließlich der Dokumentationen öffentlich verfügbar.

Des Weiteren werden Datenlücken beispielsweise zur Biogaserzeugung oder zur Bereitstellung von Chemikalien zur Gasodorierung über Recherchen vervollständigt. Die Datenquellen sind entsprechend ausgewiesen.

2.2.6 DATENQUALITÄT

Die Qualität der verwendeten Daten kann als „gut“ eingestuft werden. Diese Beurteilung erfolgt anhand folgender Kriterien: Genauigkeit der Daten (gemessen, kalkuliert, berechnet oder aus der Literatur), der Vollständigkeit der Daten, deren Konsistenz (Maß der Einheitlichkeit der Methodik) und der Repräsentativität (geographisch, zeitlich, technologisch) des verwendeten Datenmaterials.

Genauigkeit und Vollständigkeit

- Genauigkeit: Die Studie verweist auf die Datenherkunft und darauf, ob diese gemessen, auf Basis von Unternehmensauskünften berechnet oder aus Datenbanken und/oder Literaturquellen entnommen wurden.
- Vollständigkeit: Alle relevanten Prozesse für die verschiedenen Szenarien wurden betrachtet und berechnet.

Konsistenz und Reproduzierbarkeit

- Konsistenz: Die Primärdaten besitzen ein einheitliches Detaillevel. Im Zuge der Berechnungen wurden kontinuierlich Plausibilitätsprüfungen (Vergleich der Primärdaten und der Ergebnisse der verschiedenen Szenarien) durchgeführt.
- Reproduzierbarkeit: Die Reproduzierbarkeit der Rechengänge ist gegeben, da die Daten und Modelle in Datenbanken gespeichert und verfügbar sind. Hauptsächlich

wurden öffentlich verfügbare Daten und international genutzte Datenbanken verwendet.

Repräsentativität

- Zeitliche Abdeckung: Als Bezugszeitraum (falls nicht anders ausgewiesen) sind die Kalenderjahre 2011 und 2012 gewählt.
- Räumliche Abdeckung: Die Daten werden von den konkreten Standorten der Stadtwerke Göttingen bezogen. Geographische Charakteristika der vorgelagerten Prozessketten werden berücksichtigt, wenn es nicht anders ausgewiesen ist.
- Technologische Abdeckung: Material- und Energieproduktion werden nach dem Stand der Technik berechnet.

2.2.7 DATENVALIDIERUNG

Im Rahmen eines Vor-Ort-Audits bei den Stadtwerken Göttingen wurden die Angaben und Daten durch einen Auditor der Zertifizierungsstelle GfRS Gesellschaft für Ressourcenschutz mbH überprüft. Die vorliegende Studie wurde von GfRS Gesellschaft für Ressourcenschutz mbH validiert und bei Nutzung der Studie im Zuge einer Stop Climate Change – Zertifizierung verifiziert.

2.2.8 METHODE ZUR BESTIMMUNG DER KLIMAWIRKSAMKEIT

In dieser Studie wird als Wirkungsindikator für die Klimawirksamkeit der Emissionen das Treibhauspotenzial verwendet. Das Treibhauspotenzial gibt an, welchen Beitrag die betreffende Substanz zum Strahlungsantrieb relativ zu der Wirkung von Kohlendioxid aufweist. Aufgrund der unterschiedlichen Lebensdauer der THG-Emissionen in der Troposphäre ist es erforderlich, einen Zeithorizont zu definieren, für den die Wirkungsabschätzung gelten soll. In dieser Studie wird von einem Zeithorizont von 100 Jahren ausgegangen. In den überwiegenden Studien zur Klimabilanzierung und auch in der Datenbank GEMIS wird das Treibhauspotenzial ebenfalls für diesen Zeitraum berechnet. Die Treibhauspotenziale der einzelnen Substanzen sind in dem technischen Bericht vom Zwischenstaatlichen Ausschuss für Klimaänderungen (engl. *Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) in IPCC (2007) aufgeführt. In dieser Studie sind in erster Linie die Substanzen Kohlendioxid und Methan relevant. Kohlendioxid weist als Referenzsubstanz ein Treibhauspotenzial von 1 kg CO_2e/kg auf. Der Wert für Methan beträgt 25 kg CO_2e/kg.

2.2.9 KRITISCHE PRÜFUNG (CRITICAL REVIEW)

Die Studie wird unter Berücksichtigung der Anforderungen der ISO 14064-1 (2006) sowie des Stop Climate Change – Standards von

- Dr. Johann Anthes, Kassel, Deutschland – GfRS Gesellschaft für Ressourcenschutz mbH

einer kritischen Prüfung unterzogen.

3. BESCHREIBUNG DES STOFFSTROMMODELLS DER STADTWERKE GÖTTINGEN AG

Die Stadtwerke Göttingen AG setzt sich aus den Sektoren der Wasser-, Gas- und Fernwärmeversorgung zusammen. Über unternehmenseigene Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt die Stadtwerke Göttingen zusätzlich Strom auf Basis erneuerbarer Energien, den die Stadtwerke Göttingen innerhalb des Unternehmens selbst verbrauchen oder in das Stromnetz einspeisen. Des Weiteren betreiben die Stadtwerke Göttingen zwei Parkhäuser im Innenstadtbereich von Göttingen sowie zwei Zapfsäulen für komprimiertes Erdgas (engl. *compressed natural gas* – CNG). Die Verwaltung der Stadtwerke Göttingen hat ihren Standort in der Hildebrandstraße. In den folgenden Abschnitten werden diese sieben Organisationsbereiche unterteilt nach den damit zusammenhängenden direkten (Scope 1), energiebedingten indirekten (Scope 2), vorgelagerten indirekten THG-Emissionen (Scope 3 Upstream) und nachgelagerten indirekten THG-Emissionen (Scope 3 Downstream) gemäß DIN EN ISO (2012) beschrieben.

3.1 WASSERVERSORGUNG

Die Wasserversorgung durch die Stadtwerke Göttingen gliedert sich in die Anlagenstandorte Schillerplatz, Springmühle, Weende und Stegemühle. An drei der Standorte wird Wasser aus lokalen grundwasserleitenden Schichten gefördert. Dieses Eigenwasser wird im Verhältnis 1:4 mit Harzwasser aus der Sösetalsperre[3] gemischt und in das Leitungsnetz der Stadtwerke Göttingen gepumpt. Wesentliche Anlagenelemente der Wasserversorgung sind somit Wassergewinnungsanlagen, Pumpwerke, Mischstationen und Mischwasserbehälter.

Das Hauptprodukt der Wasserversorgung ist Trinkwasser, welches in das Rohrnetz der Stadtwerke eingeleitet wird. In beiden Jahren 2011 und 2012 haben die Stadtwerke Göttingen jeweils 7,9 Mio. m³ Trinkwasser in das Rohrnetz gepumpt. Im Rohrnetz gehen hiervon ca. 7 % verloren. Der Großteil der Wasserverluste ergibt sich aus den Leckagen im Leitungssystem. Ein geringer Teil der erzeugten Menge (< 0,1 %) wird von den Stadtwerken Göttingen selbst verbraucht.

3.1.1 SCOPE 1

Bei der Wasserversorgung fallen innerhalb des Scope 1 die THG-Emissionen an, die durch die Umsetzung von Erdgas in Wärme entstehen. Wärme wird beispielsweise für die konstante Beheizung von Tanks benötigt. Die für den Scope 1 relevanten Energie- und Stoffströme sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Bezugsmenge von Erdgas wird gemessenen Zählerständen entnommen. Die Kohlendioxidemissionen werden über den Emissionsfaktor der Deutschen Emissionshandelsstelle ermittelt (vgl. Abschnitt 4.3).

---

[3] Die Sösetalsperre liegt im niedersächsischen Teil des Harzes bei Osterode am Harz, Niedersachsen.

Tabelle 2: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Wasserversorgung

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	1.664.496	1.503.974
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	336.228,19	303.802,75

[1)] Emissionen durch Erdgasverbrennung (siehe Abschnitt 4.3)

3.1.2 SCOPE 2

Zu den in Scope 2 relevanten THG-Emissionen der Wasserversorgung zählen diejenigen, die auf den Bezug von Elektrizität zurückzuführen sind. Die Stadtwerke Göttingen AG setzt drei unterschiedliche Stromprodukte im Bereich der Wasserversorgung ein: E.ON-Standardstrom, E.ON-Ökostrom und Strom aus der eigenen Wasserkraftanlage Weende. Weitere Energieprodukte, wie z.B. Wärme und Dampf, werden nicht verwendet. Die zur Berechnung der energiebedingten indirekten THG-Emissionen verwendeten Energieströme sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Die Mengenangaben entstammen betriebsinternen Abrechnungen. Für die Werte des E.ON-Ökostroms lagen zum Zeitpunkt der Studienerstellung noch keine Abrechnungen vor, so dass diese anhand der vorhandenen Angaben bis zu dem Monat des Tarifwechsels abgeleitet und auf die übrigen Monate des Jahres extrapoliert wurden.

Tabelle 3: Energieströme des Scope 2 der Wasserversorgung

Input		**2011**	**2012**
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	2.046.240	1.956.362
E.ON-Ökostrom	[kWh]	-	44.423
Wasserkraftstrom[1)]	[kWh]	228.271	217.442
Gesamt	[kWh]	2.274.511	2.218.227

[1)] aus unternehmenseigener Anlage

3.1.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Dem Scope 3 der Wasserversorgung sind die Bereitstellung von Erdgas, dem Korrosionsschutzmittel Metaqua SC-36, dem eigen geförderten Wasser sowie dem Harzwasser zuzuordnen. Zusätzlich sind die eigenen Wasserverbräuche dem Scope 3 zuzurechnen. Die für die Jahre 2011 und 2012 aggregierten Stoffströme sind in Tabelle 4 aufgeführt. Die Erdgasmenge ist bereits für den Scope 1 abgeleitet worden. Der Eigenverbrauch von Trinkwasser ist über Zähler gemessen worden. Die Volumina von Eigen- und Harzwasser sind über die gesamte eingeleitete Trinkwassermenge und den jeweiligen Anteilen von 20 % Eigenwasser und 80 % Harzwasser abgeleitet worden. Die Menge des Korrosionsschutzmittels Metaqua SC-36 sowie die Transportdistanz werden über das Rechnungswesen erfasst.

Tabelle 4: Stoffströme des Scope 3 der Wasserversorgung

Input		2011	2012
Erdgas	[kWh]	1.664.496	1.503.974
Trinkwasser[1)]	[m³]	166	212
Metaqua SC-36	[t]	222	194
Transport Metaqua SC-36	[km]	307	307
Gefördertes Eigenwasser	[m³]	1.576.799	1.572.537
Harzwasser	[m³]	6.307.197	6.290.147

[1)] aus unternehmenseigener Anlage

3.2 GASVERSORGUNG

Die Stadtwerke Göttingen sind sowohl Vertreiber von fossilem Erdgas als auch Netzbetreiber im Raum Göttingen. Das Erdgas beziehen sie als Netzbetreiber über die zwei Gasübernahmestationen „Rosdorf“ und „Elliehausen“ von der Gas-Union-Transport GmbH. Die Gas-Union-Transport GmbH beliefert lokale Energieversorgungsunternehmen und große Industrieunternehmen seit über 50 Jahren mit Erdgas und tritt dabei als Mittler zwischen den großen Erdgasimporteuren und den lokalen Energieversorgungsunternehmen auf. Zur Noteinspeisung befindet sich nordwestlich Göttingens eine weitere Gasübernahmestation, die direkt mit dem Gasnetz der Avacon verbunden ist. Neben den drei Gasübernahmestationen befinden sich im Netzgebiet der Stadtwerke Göttingen 20 Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen), um den Druck des hoch verdichteten Erdgas auf dem Weg vom Lieferanten bis zum Endkunden auf das gewünschte Druckniveau in Höhe einiger Millibar Überdruck zu reduzieren. Diese Druckreduzierung bedarf einer GDRM-Anlage. Neben der Druckreduzierung übernimmt die GDRM-Anlage die Aufgaben der Filterung, Erdgasvorwärmung, Odorierung und das Messen und Speichern relevanter Parameter und Kennzahlen.

Das Erdgasnetz der Stadtwerke unterteilt sich in drei verschiedene Druckstufen. Die Hochdruckleitungen (Überdruck > 16 bar) mit einer Länge von 31,8 km sind für den Transport des Erdgases über längere Entfernungen konzipiert. Das Mitteldrucknetz versorgt mit einer Länge von 182 km einzelne Stadtviertel und industrielle Großabnehmer mit Erdgas. Über den Niederdruckbereich mit einer Länge von 207 km werden überwiegend private Haushalte und das Gewerbe mit Erdgas beliefert. Bei der betrieblichen CO_2e-Bilanzierung soll die Gasnetzinfrastruktur nicht berücksichtigt werden. Der hohe Erhebungsaufwand zur Erfassung der Gasnetzinfrastruktur steht aufgrund der langen Nutzungsdauer der Gasleitungen und GDRM-Anlagen in keinem Verhältnis zum Nutzen der Datenerhebung.

Insgesamt befinden sich rund 16.300 Ausspeisepunkte im Leitungsnetz der Stadtwerke Göttingen, über die im Jahr 2011 Kunden mit insgesamt 1,7 TWh an Erdgas beliefert wurden. Dabei wurde der Großteil des Erdgases (94 %) von den Stadtwerken selber vertrieben und 0,105 TWh (Stand: 2011) im Auftrag von Fremdanbietern durchgeleitet.

Im Jahr 2012 wurde mit rund 1,766 TWh geringfügig mehr Erdgas an die Endkunden durchgeleitet. Zugleich stieg auch die Erdgasmenge, die für Fremdanbieter durchgeleitet wurde von 0,105 TWh auf 0,191 TWh. Damit liegt der Anteil der Stadtwerke am Gasvertrieb weiterhin auf einem hohen Niveau von 89 %. Die Jahreshöchstlast aller Einspeisungen über die beiden Gasübernahmestationen „Elliehausen“ und „Rosdorf“ lag im Jahr 2012 bei 655 MWh/h (Datum: 03.02.2012).

3.2.1 SCOPE 1

Dem Scope 1 der Erdgasversorgung sind die THG-Emissionen durch die Konversion des Energieträgers Erdgas in Wärme zuzuordnen. Das Erdgas wird für die Erdgasvorwärmung in den GDRM-Anlagen verfeuert, wobei direkte THG-Emissionen entstehen. Die Erdgasvorwärmung wird aufgrund des Joule-Thomson-Effektes benötigt, bei dem ein Gas bei Drosselung eine Temperaturminderung erfährt. Durch die Temperaturminderung treten unerwünschte Effekte auf. Zum einen kann das Wasser im Erdgas ausfallen und sich als Kondensat in den Rohrleitungen absetzen. Das Kondensat führt dann zur Korrosion innerhalb der Rohrleitungen. Ebenfalls kann es durch die Kondensation der Luftfeuchtigkeit zur Korrosion an der Außenseite der Rohrleitungen beitragen. Ein weiteres Problem ist die Verstopfung und Beeinträchtigung der Rohrleitungen und Armaturen durch Methanhydratbildung und Vereisung. Um diese negativen Effekten bei der Druckminderung von Erdgas zu verhindern, findet eine Erdgasvorwärmung statt. Dabei fallen über 2/3 der Emissionen, die bei der Zufeuerung von Erdgas entstehen, auf die beiden Gasübernamestationen „Elliehausen“ und „Rosdorf“. Verglichen mit der gesamten Gasabgabemenge (inkl. durchgeleitetes Fremdgas) in Höhe von 1,766 TWh (Stand: 2012) wird nur ein geringer Anteil (0,134 %) als Eigenverbrauch zur Erdgasvorwärmung benötigt. Ein Teil der auf die Erdgasvorwärmung zurückzuführenden THG-Emissionen sind der Durchleitung des Fremdgases zuzuweisen, werden jedoch in der CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen ebenfalls erfasst, da diese in dem direkten Verantwortungsbereich des Unternehmens liegen. Die Anteile der Emissionen, die auf die durch die Stadtwerke Göttingen vertriebene Gasmenge zurückzuführen sind, betragen im Jahr 2011 94 % und im Jahr 2012 89 % der in Tabelle 5 ausgewiesenen Erdgas- und Emissionsmengen.

Tabelle 5: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Gasversorgung

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	2.515.795	2.356.036
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	508.190,59	475.919,27

[1)] Emissionen durch Erdgasverbrennung, (siehe Abschnitt 4.3)

3.2.2 SCOPE 2

Neben der Verbrennung von Erdgas zur Gasvorwärmung wird von den GDRM-Anlagen Strom zum Betrieb der Messanlagen, Schieber und Armaturen benötigt. Im Jahr 2011 wurde der gesamte Strom von E.ON Mitte bezogen. Dabei handelte es sich um den E.ON-OptimalStrom-Tarif. Im Laufe des Jahres 2012 wurde bereits eine Vielzahl an GDRM-Anlagen auf den E.ON-Ökostrom-Tarif umgestellt. Die Abrechnungen aus dem Jahr 2012 liegen bisher noch nicht vollständig vor, so dass einige Stromverbrauchswerte auf Grundlage der Vorjahreswerte extrapoliert werden. Zwischen den Jahren 2011 und 2012 ist ein Rückgang des Stromverbrauchs zu verzeichnen, obwohl im gleichen Zeitraum die Durchleitung von Erdgas zugenommen hat. Es ist davon auszugehen, dass es sich bei der Stromeinsparung um positive Effekte aus Energieeffizienzmaßnahmen und Energieeinsparmaßnahmen handelt. Analog zu den Energie- und Stoffströmen des Scope 1 gilt auch für den Scope 2, dass für die von den Stadtwerken vertriebene Gasmenge im Jahr 2011 94 % und im Jahr 2012 89 % der in Tabelle 6 aufgeführten Strommenge anzusetzen ist. Da der Strombezug jedoch vollständig im Verantwortungsbereich der Stadtwerke Göttingen liegt, werden die Energieströme vollständig (inkl. diejenigen für das Fremdgas) in der CO_2e-Bilanz aufgeführt.

Tabelle 6: Energieströme des Scope 2 der Gasversorgung

Input		**2011**	**2012**
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	56.013	20.348
E.ON-Ökostrom	[kWh]	-	29.981
Gesamt	[kWh]	56.013	50.329

3.2.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Der Scope 3 Upstream betrifft die indirekten THG-Emissionen, die mit den der Gasversorgung vorgelagerten Prozessen in Zusammenhang stehen (siehe Tabelle 7). Neben Erdgas wird in geringem Umfang Wasser innerhalb der GDRM-Anlagen benötigt. Das Wasser wird aus dem Leitungsnetz der Stadtwerke Göttingen entnommen.

Des Weiteren wird dem Erdgas ein Odorierungsmittel zugesetzt, um die Kunden bei Leckagen durch einen penetranten Geruchsstoff vor der erhöhten Explosionsgefahr zu warnen. In 2011 fand eine Umstellung des Odorierungsmittels von der schwefelhaltigen Substanz Tetrahydrothiopen (THT) auf die schwefelfreie Substanz Gasodor S-Free statt. Beide Mittel sind von einem Unternehmen aus Oldenburg bezogen worden. Die verwendeten Mengen werden aus dem betrieblichen Rechnungswesen abgeleitet. Die Transportdistanz wird über einen Routenplaner abgeschätzt.

Der Bezug von Wasser, Odorierungsmittel und Erdgas aus dem Gasnetz der Stadtwerke Göttingen ist sowohl mit dem Vertrieb des Erdgases durch die Stadtwerke Göttingen als auch mit der Durchleitung des Fremdgases verknüpft (siehe die vorherigen Abschnitte). Die

Erdgasmengen, die von Gas-Union durch die Stadtwerke Göttingen erworben werden, beinhalten jedoch lediglich die von der Stadtwerke Göttingen vertriebene Erdgasmenge, da sie auf den Verkauf von Fremdgas keinen direkten Einfluss ausüben kann.

Tabelle 7: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) der Gasversorgung

Input		**2011**	**2012**
Erdgas Gas-Union	[kWh]	1.595.429.069	1.574.991.498
Erdgas Stadtwerke[1)]	[kWh]	2.515.795	2.356.036
Wasser	[m³]	15	40
Odorierungsmittel Gasodor S-Free	[kg]	2.042	2.715
Odorierungsmittel THT	[kg]	632	-
Transport Odorierungsmittel	[km]	288	288

[1)] aus unternehmenseigenem Gasnetz

3.2.4 SCOPE 3 DOWNSTREAM

Die Stadtwerke Göttingen leiten als Netzbetreiber das Erdgas der Gas-Union-Transport GmbH durch ihr Gasnetz an die Endverbraucher. Beim Endkunden wird das durchgeleitete Erdgas bei der Verbrennung in Wärme umgesetzt. Bei der Verbrennung von Erdgas wird verglichen mit anderen fossilen Energien weniger Kohlendioxid in die Atmosphäre abgegeben. Bei Erdgas handelt es sich um den Primärenergieträger, der von den fossilen Energien den geringsten Gehalt an Kohlenstoff und den höchsten Gehalt an Wasserstoff aufweist. Die Kohlendioxid-Emissionen bei der Verbrennung des Erdgases durch die Endverbraucher liegen nicht in dem direkten Verantwortungsbereich der Stadtwerke und werden dementsprechend dem Scope 3 Downstream zugeordnet. Die Erdgasmenge, die lediglich für Fremdanbieter durchgeleitet wird, kann nicht von den Stadtwerken Göttingen beeinflusst werden und wird somit bei der Berechnung der Emissionen des Scope 3 Downstream vernachlässigt (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Energie- und Stoffströme des Scope 3 (Downstream) der Gasversorgung (ohne Fremdgas)

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	1.592.913.274	1.572.635.462
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	321.768.481,35	317.672.363,32

[1)] Emissionen durch Erdgasverbrennung (siehe Abschnitt 4.3)

3.3 FERNWÄRMEVERSORGUNG

Die Stadtwerke Göttingen betreiben die drei Heizkraftwerke (HKW) Godehardstraße, Zietenterrassen und Kiesseekarree. Heizkraftwerke liefern die zwei energetischen Nutzprodukte elektrische Energie und Wärme. Zur Bewertung von Heizkraftwerken wird der Brennstoffausnutzungsgrad[4] ω verwendet, der aufgrund von Verlusten (diffuse Abwärme, Abgasverluste im Kessel,…) stets kleiner als 1 ist. Der Vorteil von Heizkraftwerken liegt in dem hohen Grad der Brennstoffausnutzung, die durch die gekoppelte Produktion von elektrischer Energie und Nutzwärme erzielt werden kann. Praktische Werte für Brennstoffausnutzungsgrade von Heizkraftwerken liegen bei $\omega = 0{,}75 – 0{,}9$.

Bei den Heizkraftwerken der Stadtwerke Göttingen handelt es sich um Anlagen auf Basis von Verbrennungsmotoren. Ein solches System wird als Blockheizkraftwerk (BHKW) bezeichnet. Sie werden hauptsächlich mit Gasbrennstoffen betrieben und sind wärmegesteuert. Die erzeugte Wärme wird über das Fernwärmeleitungsnetz an die Abnehmer, die in erster Linie Kleinverbraucher und Haushalte sind, abgegeben. Der Strom als Kuppelprodukt[5] wird in das deutsche Stromnetz eingespeist. Im Folgenden werden die betriebenen Heizkraftwerke der Stadtwerke Göttingen getrennt beschrieben.

3.3.1 HKW GODEHARDSTRAßE

Das HKW Godehardstraße versorgt unter anderem Gebäude in der Innenstadt und eine große Anzahl an öffentlichen Gebäuden mit Fernwärme. Genutzter Energieträger ist Erdgas und Heizöl, seit 2012 zusätzlich Biogas. Insgesamt verfügt das HKW über sechs BHKW-Module, wovon vier für die Konversion von Biogas betrieben werden. Das HKW Godehardstraße verfügt über einen sehr hohen Brennstoffausnutzungsgrad von über 90 %. Neben dem HKW ist am Standort Godehardstraße eine solarthermische Anlage zur Anhebung der Rücklauftemperatur installiert. Die solarthermische Anlage stellte im Jahr 2011 eine Wärmemenge in Höhe von 75.444 kWh und im Jahr 2012 von 42.077 kWh bereit.

Über ein Fernwärmenetz wird die erzeugte Nutzwärme vom HKW Godehardstraße an die Endverbraucher weiterverteilt. Bei der Verteilung der Nutzwärme über das Fernwärmenetz entstehen Wärmeverluste von rund 12 % der erzeugten Nutzwärme. Die Wärmeverluste fallen aufgrund der Großabnehmer, wie z.B. der Universität, und der geringen Leitungslängen erheblich geringer aus als bei der Fernwärmeversorgung der Wohngebiete Zietenterrassen und Kiesseekarree.

---

[4] Der Brennstoffausnutzungsgrad gibt an, welcher Anteil der Brennstoffenergie in Strom und Heizwärme umgewandelt wird.

[5] Unter Kuppelprodukt versteht man Produkte, die aufgrund von naturgesetzlichen-technischen Gesetzmäßigkeiten im Rahmen eines gemeinsamen Produktionsprozesses entstehen.

Beim Betrieb des HKWs Godehardstraße sollen die Endverbraucher vorrangig mit Nutzwärme versorgt werden. Strom wird als Kuppelprodukt der Wärmeerzeugung angesehen. Der hohe Stellenwert der Wärmeerzeugung lässt sich auch an der niedrigen Stromkennzahl[6] σ = 0,137 (Stand: 2011) erkennen. Durch die Inbetriebnahme der drei modernen Biogasmotoren im Dezember 2011 wurde die Stromkennzahl σ = 0,267 (Stand: 2012) deutlich erhöht.

Das HKW Godehardstraße hat im Jahr 2011 rund 11,6 GWh an Strom und 84,6 GWh an Nutzwärme erzeugt. Aufgrund der Leitungsverluste bei der Fernwärmeverteilung wurden insgesamt 74,17 GWh an Fernwärme bei den Endkunden abgesetzt. Im Jahr 2012 ist die erzeugte Menge an Strom aufgrund der Inbetriebnahme der vier modernen Biogasmotoren auf insgesamt 23,1 GWh stark angestiegen. Die erzeugte Nutzwärme belief sich im Jahr 2012 mit rund 86,5 GWh ungefähr auf Vorjahresniveau.

3.3.1.1 SCOPE 1

Dem Scope 1 des HKWs Godehardstraße sind die THG-Emissionen durch die Konversion der Energieträger Erdgas, Biogas und Heizöl in Wärme und Strom zuzuordnen. Die Gas- und Heizölströme werden über installierte Zähler erfasst und sind den Aufzeichnungen zu entnehmen. Die Kohlendioxidemissionen werden über die Emissionsfaktoren der Energieträger nach Dehst (2004) abgeleitet.

Tabelle 9: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Godehardstraße

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	104.125.593	93.845.995
Biogas	[kWh]	-	25.963.819
Heizöl	[kWh]	2.812.079	690.904
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	21.781.382,80	19.140.671,45

[1)] Emissionen durch Erdgas- und Heizölverbrennung, Biogas weist keine direkten fossilen THG-Emissionen auf (siehe Abschnitt 4.3).

Durch den Einsatz von Biogas konnte die Summe der direkten Emissionen im Jahr 2012 trotz deutlich gestiegener Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesenkt werden.

[6] Das Verhältnis von elektrischer Leistung zum Nutzwärmestrom wird als Stromkennzahl σ bezeichnet.

3.3.1.2 SCOPE 2

Zum Betrieb des HKWs Godehardstraße wird Strom benötigt, den die Stadtwerke Göttingen über den E.ON-Sonderkundentarif beziehen. 2012 wird zusätzlich Strom aus der anlageninternen Kraftwärmekopplung (KWK) genutzt. Die bezogene Strommenge wird über Abrechnungen des betrieblichen Rechnungswesens sowie über die Netzleitwarte quantifiziert. Der starke Anstieg zwischen 2011 und 2012 kann auf die Inbetriebnahme der vier Biogasmotoren zurückgeführt werden. Des Weiteren wird Fernwärme u.a. für die Beheizung der Sozialräume benötigt. Die Menge wird messtechnisch über Zähler erfasst. Tabelle 10 fasst die Energieströme für den Scope 2 zusammen.

Tabelle 10: Energieströme des Scope 2 für das HKW Godehardstraße

Input		**2011**	**2012**
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	2.264	341.182
KWK-Strom[1)]	[kWh]	989.596	784.733
Fernwärme[1)]	[kWh]	106.143	114.897

[1)] aus anlageninterner Konversion

3.3.1.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Der Scope 3 Upstream setzt sich aus den Bezügen von Biogas, Erdgas, Heizöl, Schmieröl und Trinkwasser zusammen. Heizöl wird von einem Anbieter aus Göttingen bezogen, der seinen Standort in unmittelbarer Nähe des Heizkraftwerks Godehardstraße hat. Das Schmieröl wird von einem Händler aus Brakel erworben. Die Stoffmengen werden über Zählerstände und Abrechnungen erfasst. Die Menge an Schmieröl wird dem betrieblichen Rechnungswesen entnommen, wobei lediglich eine Gesamtsumme für alle Heizkraftwerke ausgegeben wird. Die Aufteilung der Schmierölmengen wird gemäß der produzierten Wärmemenge vorgenommen. Die Zwischenlagerung von Schmieröl und der damit verbundene zeitliche Verzug bis zum Einsatz sowie eventuelle unterschiedliche Bedarfe der Heizkraftwerke werden in diesem Ansatz nicht berücksichtigt. Die für den Scope 3 relevanten Kennwerte finden sich in Tabelle 11.

Tabelle 11: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Godehardstraße

Input		2011	2012
Erdgas	[kWh]	104.125.593	93.845.995
Biogas	[kWh]	-	25.963.819
Solarkollektor	[kWh]	75.444	42.077
Heizöl	[kWh]	2.812.079	690.904
Transport Heizöl	[km]	1	1
Schmieröl	[l]	3.508	10.242
Transport Schmieröl	[km]	80	80
Trinkwasser	[m³]	602	2.090

3.3.2 HKW ZIETENTERRASSEN

Über das HKW Zietenterrassen wird die Fernwärmeversorgung des Wohngebietes im Stadtteil Geismar sichergestellt, welches auf dem ehemaligen Bundeswehrstandort der Zietenkaserne entstanden ist. Die Stadtwerke Göttingen haben das Fernwärmenetz des damaligen Bundeswehrstandortes übernommen und im Jahr 2008 das Heizwerk durch zwei BHKW-Module mit einer elektrischen Erzeugungsleistung von jeweils 343 kW ersetzt. 2010 ist ein weiteres BHKW-Modul installiert worden, so dass die elektrische Erzeugungsleistung um weitere 403 kW erhöht wurde. Die BHKW-Module des HKWs Zietenterrassen werden ausschließlich mit Biomethan befeuert. Zur Abdeckung der Spitzenlasten werden neben den drei BHKW-Modulen zwei Spitzenlastkessel eingesetzt, die überwiegend mit fossilem Erdgas befeuert werden. In geringem Umfang werden die Spitzenlastkessel auch mit Heizöl betrieben.

Das HKW Zietenterrassen besitzt mit einem Brennstoffausnutzungsgrad von über 90 % einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad. Die Leistungsabgabe des HKWs Zietenterrassen richtet sich nach dem Wärmebedarf des Wohngebietes, so dass von einem wärmegeführten Einsatz des HKWs gesprochen wird. Daraus ergeben sich Stromkennzahlen σ in den Jahren 2011 und 2012 von unter 0,5. Die Wärmeverluste bei der Verteilung der Nutzwärme über das Fernwärmenetz fallen mit ca. 30 % im Vergleich zum Fernwärmenetz Godehardstraße etwa dreimal so hoch aus.

Im Jahr 2011 wurden insgesamt 7 GWh Fernwärme (8,62 GWh Stand: 2012) an die Endkunden verkauft und 4,44 GWh Strom (4,35 GWh Stand: 2012) in das öffentliche Netz eingespeist.

3.3.2.1 SCOPE 1

Dem Scope 1 des HKWs Zietenterrassen sind die THG-Emissionen durch die Konversion der Energieträger fossiles Erdgas und Heizöl in Wärme und Strom zuzuordnen. In Tabelle 12 sind die entsprechenden Energie- und Stoffströme aufgeführt. Für die Erfassung der Mengen gilt die für das HKW Godehardstraße beschriebene Vorgehensweise.

Tabelle 12: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Zietenterrassen

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	3.766.433	5.677.333
Biomethan	[kWh]	12.018.304	12.015.741
Heizöl	[kWh]	16.484	1.132
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	765.204,21	1.147.122,38

[1)] Emissionen durch Erdgas- und Heizölverbrennung, (siehe Abschnitt 4.3).

Die THG-Emissionen des Scopes 1 sind zwischen 2011 und 2012 stark angestiegen. Die Zunahme der Emissionen kann auf den vermehrten Einsatz der Spitzenlastkessel zurückgeführt werden. Der geringe Einsatz der Spitzenlastkessel im Jahr 2011 liegt in dem milden Winter 2011/2012 begründet (Kirsche 2012).

3.3.2.2 SCOPE 2

Zum Betrieb des HKWs Zietenterrassen und für die Verteilung der Fernwärme wird Strom benötigt, den die Stadtwerke Göttingen über den E.ON-Sonderkundentarif beziehen. Der Großteil des Stromverbrauchs wird für die Verteilerstation in der Von-Ossietzky-Straße benötigt. Die bezogenen Strommengen liegen über Abrechnungen vor.

Tabelle 13: Energieströme des Scope 2 für das HKW Zietenterrassen

Input		**2011**	**2012**
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	57.547	70.481

3.3.2.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Der Scope 3 Upstream setzt sich zusammen aus den spezifischen THG-Emissionen der vorgelagerten Wertschöpfungskette beim Bezug von fossilem Erdgas, Biomethan, Schmier- und Heizöl sowie von Trinkwasser (siehe Tabelle 14). Generell gelten für die Erfassung der Stoffströme die Ausführungen von Scope 3 des HKWs Godehardstraße (siehe Abschnitt 3.3.1.3).

Tabelle 14: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Zietenterrassen

Input		**2011**	**2012**
Erdgas	[kWh]	3.766.433	5.677.333
Biomethan	[kWh]	12.018.304	12.015.741
Heizöl	[kWh]	16.484	1.132
Transport Heizöl	[km]	5	5
Schmieröl	[l]	415	1.409
Transport	[km]	80	80
Trinkwasser	[m³]	29	49

3.3.3 HKW KIESSEEKARREE

Über das HKW Kiesseekarree wird die Fernwärmeversorgung des Baugebietes Kiesseekarree sichergestellt, welches im Süden Göttingens im Stadtteil Geismar liegt. Im Jahre 2006 wurde ein BHKW-Modul mit einer elektrischen Erzeugungsleistung von 130 kW installiert. Um den steigenden Wärmebedarf des Baugebietes abzudecken, ist in den folgenden Jahren ein weiteres BHKW-Modul in Betrieb gegangen. Neben den beiden BHKW-Modulen werden zwei Kessel zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt. Analog zum HKW Zietenterrassen wird neben dem fossilen Erdgas Biomethan aus erneuerbaren Energieträgern bezogen.

Das HKW Kiesseekarree besitzt mit einem Brennstoffausnutzungsgrad von rund 90 % einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad. Die Leistungsabgabe des HKWs Kiesseekarree richtet sich nach dem Wärmebedarf des Wohngebietes, so dass von einem wärmegeführten Einsatz des HKWs gesprochen wird. Daraus ergeben sich Stromkennzahlen in den Jahren 2011 und 2012 von 0,4. Die Wärmeverluste bei der Verteilung der Nutzwärme über das Fernwärmenetz liegen mit rund 22 % im Vergleich zum Fernwärmenetz Godehardstraße mehr als doppelt so hoch.

Im Jahr 2011 wurden insgesamt 4,75 GWh Fernwärme (5,16 GWh Stand: 2012) an die Endkunden verkauft und 2,5 GWh Strom (2,61 GWh Stand: 2012) in das öffentliche Netz eingespeist.

3.3.3.1 SCOPE 1

Dem Scope 1 des HKWs Kiesseekarree sind die THG-Emissionen durch die Konversion der Energieträger Erdgas in Wärme und Strom zuzuordnen (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Energie- und Stoffströme des Scope 1 für das HKW Kiesseekarree

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	2.823.811	3.271.739
Biomethan	[kWh]	6.931.460	7.232.061
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	570.409,82	660.891,28

[1)] Emissionen durch Erdgasverbrennung (siehe Abschnitt 4.3)

Die THG-Emissionen des Scopes 1 sind zwischen 2011 und 2012 angestiegen. Die Zunahme der Emissionen kann auf den vermehrten Einsatz von fossilem Erdgas im Spitzenlastkessel zurückgeführt werden.

3.3.3.2 SCOPE 2

Zum Betrieb des HKWs Kiesseekarree und für die Verteilung der Fernwärme wird Strom benötigt, den die Stadtwerke Göttingen im Jahr 2011 vollständig über den E.ON-Sonderkundentarif bezogen haben. Seit dem Jahr 2012 findet eine Umstellung auf den Ökostrom-Tarif statt. Die verwendeten Strommengen entstammen Abrechnungen und sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Energieströme des Scope 2 für das HKW Kiesseekarree

Input		**2011**	**2012**
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	23.741	27.807
E.ON-Ökostrom	[kWh]	-	16

3.3.3.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Der Scope 3 Upstream setzt sich zusammen aus den spezifischen Emissionen der vorgelagerten Wertschöpfungskette beim Bezug von Trinkwasser, Schmieröl, Biomethan und fossilem Erdgas (siehe Tabelle 17). Die Werte der Stoffströme sind über installierte Zähler erfasst worden. Die eingesetzte Menge Schmieröl wird aus Abrechnungen und der produzierten Wärmemenge abgeleitet (siehe auch Abschnitt 3.3.1.3). Bei der Verfeuerung von Biomethan entstehen zwar keine direkten Emissionen in Scope 1, jedoch bei der Bereitstellung von Biomethan in Scope 3 Upstream.

Tabelle 17: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) für das HKW Kiesseekarree

Input		**2011**	**2012**
Erdgas	[kWh]	2.823.811	3.271.739
Biomethan	[kWh]	6.931.460	7.232.061
Schmieröl	[l]	255	786
Transport Schmieröl	[km]	80	80
Trinkwasser	[m³]	253	1.300

3.4 GASTANKSTELLEN

Die Stadtwerke Göttingen betreiben seit dem Jahr 2001 eine Erdgastankstelle an der ESSO-Tankstelle in der Kasseler Straße. Im Jahr 2006 wurde eine weitere Erdgastankstelle auf dem Gelände der ARAL-Tankstelle in der Hannoverschen Straße installiert. Erdgas besitzt im Vergleich zu anderen Kraftstoffarten, wie Benzin und Dieselkraftstoff, eine sehr geringe Energiedichte bei atmosphärischem Normaldruck (ρ = 0,036 MJ/Liter), so dass durch die Verdichtung des Erdgases auf rund 200 bar eine ausreichende Energiemenge in einem Fahrzeugtank mitgeführt werden kann. Um eine sichere und zuverlässige Befüllung der Fahrzeuge mit Erdgas sicherzustellen, sind folgende Basiskomponenten notwendig: Verdichter, Hochdruckspeicher, Zapfsäule und Abrechnungssystem.

In der Verdichteranlage wird das Erdgas dem städtischen Leitungsnetz entnommen und auf einen Druck von bis zu 300 bar verdichtet und in den Speicher gefördert. Der Gasspeicher ermöglicht eine kleine Auslegung des Verdichters und mehrere Betankungsvorgänge ohne den Betrieb des Kompressors. Über Hochdruckleitungen wird das verdichtete Erdgas (CNG) zur Zapfsäule befördert.

Über die beiden Erdgastankstellen wurden im Jahr 2011 insgesamt 633.900 kg CNG abgesetzt. Die verkaufte Erdgasmenge verringerte sich im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr geringfügig auf 628.890 kg CNG.

3.4.1 SCOPE 1

Beim Betrieb der Erdgastankstellen fallen keine direkten THG-Emissionen aus der Verbrennung von Primärenergieträgern (Heizöl, Erdgas, Kohle, Diesel, Kerosin, Benzin) in eigenen Anlagen oder Fahrzeugen der Stadtwerke Göttingen an. Jedoch entweicht bei der vorgeschriebenen Eichprüfung alle zwei Jahre 106 kg CNG in die Luft. Das im CNG enthaltene Methan ist ein Treibhausgas mit einem im Vergleich zu Kohlendioxid 25-fachen Wirkfaktor (IPCC 2007). Die emittierte Methanmenge wird mit Hilfe der Heizwerte von CNG (13,54 kWh/kg)[7] und Methan (13,89 kWh/kg)[8] ermittelt.

Tabelle 18: Energie- und Stoffströme des Scope 1 der Gastankstellen

Output		2011	2012
Emissionen			
Methan[1)]	[kg]	-	103,33

[1)] Emissionen der Eichprüfung

3.4.2 SCOPE 2

Zum Betrieb der Verdichter wird Strom benötigt. Dieser wird über den E.ON-Sonderkundentarif bezogen. Im Verhältnis zu dem Energieinhalt des abgesetzten Erdgases nimmt die aufzuwendende Verdichterarbeit mit rund 3 % einen geringen Anteil ein.

Tabelle 19: Energieströme des Scope 2 der Gastankstellen

Input		2011	2012
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	258.962	255.550

3.4.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Die THG-Emissionen im Scope 3 Upstream beziehen sich auf die vorgelagerte Wertschöpfungskette der Bereitstellung von Erdgas. Ab dem 01.05.2012 wird das gesamte fossile Erdgas zum Betrieb der beiden Erdgastankstellen über „Verified Carbon Standard“ (VCS-Zertifikate) mit 10 %- Gold Standard klimaneutral gestellt. Dabei werden die direkten THG-Emissionen bei der Verbrennung des fossilen Erdgases neutralisiert. Die vorgelagerten Emissionen bei der Bereitstellung des fossilen Erdgases werden durch die erworbenen VCS-Zertifikate der Stadtwerke Göttingen nicht kompensiert. Die Kompensation der direkten THG-Emissionen durch VCS-Zertifikate hat daher keinerlei Auswirkungen auf die Emissionen des Scope 3 Upstream.

---

[7] Der Heizwert von CNG wird auf Basis des Brennwerts in Höhe von 15,032 kWh/kg nach Angaben der Stadtwerke Göttingen und eines Umrechnungsfaktors von 0,901 nach DIN (2013) berechnet.

[8] Siehe (Hahne 2004).

Tabelle 20: Stoffströme des Scope 3 (Upstream) der Gastankstellen (in 2012 inkl. Verluste durch Prüfung)

Input		2011	2012
Erdgas	[kg]	633.900	628.996

3.4.4 SCOPE 3 DOWNSTREAM

Hierbei handelt es sich um die indirekten THG-Emissionen in den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen. Die Kunden beziehen über die Erdgastankstellen das CNG, das in ihren Erdgasfahrzeugen umgesetzt wird. Die Verbrennung des CNGs in den Verbrennungsmotoren der Endkunden verursacht THG-Emissionen, die aus Sicht der Stadtwerke Göttingen im Scope 3 Downstream anfallen. Die relevanten Treibhausgase bei der CNG-Verbrennung sind Kohlendioxid und Methan, deren Emissionsmengen mit einem Datensatz aus GEMIS 4.8 berechnet werden (vgl. Abschnitt 4.3). Die THG-Emissionen befinden sich nicht im Verantwortungsbereich der Stadtwerke und sind damit nur indirekt durch die Stadtwerke beeinflussbar. Durch den Kauf von VCS-Zertifikaten werden seit dem 01.05.2012 die direkten THG-Emissionen bei der Nutzung des bezogenen CNGs klimaneutral gestellt, so dass die anrechenbaren THG-Emissionen des Scope 3 Downstream beim Erdgastankstellenbetrieb erheblich gesenkt wurden (siehe Tabelle 21).

Tabelle 21: Energie- und Stoffströme des Scope 3 (Downstream) der Gastankstellen

Input		2011	2012
Energieträger			
Erdgas	[kg]	633.900	209.630
Klimaneutrales Erdgas[1)]	[kg]	-	419.260
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[2)]	[kg]	1.725.475,80	570.612,86
Methan[2)]	[kg]	2.535,60	838,52

[1)] Klimaneutralisiert durch VCS-Zertifikate.

[2)] Emissionen durch CNG-Verbrennung (siehe Abschnitt 4.3).

3.5 STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die Stadtwerke Göttingen verfügen über zwei Wasserkraft- und eine Photovoltaikanlage, mit denen elektrische Energie erzeugt und in das Stromnetz eingespeist wird. Ein Teil des erzeugten Stroms wird von den Stadtwerken Göttingen selbst abgenommen.

Bei den Wasserkraftanlagen handelt es sich um ein Laufwasserkraftwerk am Standort Stegemühle und eine Rohrturbine am Standort Weende. Die Rohrturbine nutzt hierbei die Energie aus, die mit dem Transport des Harzwassers entlang des Gefälles verbunden ist, und wandelte diese im Jahr 2012 in 665.769 kWh um. Im Laufwasserkraftwerk wird die Fließkraft der Leine in elektrische Energie umgesetzt. 2012 handelte es sich hierbei um einen Beitrag von 265.140 kWh. Die Photovoltaikanlage ist auf der Garage des Standorts Hildebrandstraße installiert und erzeugte 2012 26.133 kWh Strom.

Der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eigen, dass mit ihr in der Regel keine direkten THG-Emissionen verbunden sind. In diesem Fall werden ebenso für den Betrieb der Anlagen keine Aufwendungen für Hilfsenergien verzeichnet, so dass keine Stoff- und Energieströme für die Scopes 1 und 2 zu verzeichnen sind. Dies hat zur Folge, dass im Gegensatz zu der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern die bauliche Vorleistung der Anlagen den alleinigen Anteil an den THG-Emissionen aufweist und nicht mehr aufgrund mangelnder Relevanz vernachlässigt werden kann. Die Aufwendungen zum Bau der Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen werden in einem vereinfachten Ansatz der GEMIS-Datenbank entnommen und fließen direkt in die Emissionsfaktoren ein (siehe Abschnitt 4.5.3).

3.6 PARKDIENSTLEISTUNGEN

Die Stadtwerke Göttingen betreiben in Göttingen zwei Parkhäuser mit Standorten am Groner Tor und in der Hospitalstraße. Insgesamt konnten im Jahr 2011 492.000 und im Jahr 2012 498.000 Parkvorgänge verzeichnet werden. Bei der Aufnahme der relevanten Daten ist zu beachten, dass dem Standort Groner Tor ein vermietetes Bürogebäude angegliedert ist, dessen Energieträgerverbräuche auszuschließen sind.

3.6.1 SCOPE 1

Bei der Wasserversorgung fallen innerhalb des Scope 1 die THG-Emissionen, die durch die Umsetzung von Energieträger entstehen. In beiden Parkhäusern findet keine direkte Konversion von Energieträgern statt, so dass für den Scope 1 keine relevanten Energie- und Stoffströme aufzuführen sind.

3.6.2 SCOPE 2

Die in Scope 2 relevanten THG-Emissionen beziehen sich bei den Parkdienstleistungen auf diejenigen, die auf den Bezug von Elektrizität und Wärme basieren (siehe Tabelle 22). Strom wird beispielsweise für die Beleuchtung der Parkflächen, in einem der Parkhäuser ebenso für die Elektroheizung verwendet. In dem anderen Parkhaus wird die für die Beheizung der Arbeitsräume benötigte Wärme aus dem anliegenden Bürohaus bezogen. Die Stromwerte entstammen Abrechnungen, wobei Mitte 2012 ein Wechsel von E.ON-Standardstrom auf E.ON-Ökostrom vorgenommen wurde. Die bezogene Ökostrommenge wird anhand vorhandener Verbrauchswerte extrapoliert, da zum Zeitpunkt der Studienerstellung keine Abrechnung vorlag. Der Wärmebedarf wird über Wärmezähler erfasst.

Tabelle 22: Energieströme des Scope 2 für die Parkdienstleistungen

Input		2011	2012
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	260.279	163.823
E.ON-Ökostrom	[kWh]	-	58.536
Wärme[1)]	[kWh]	18.000	19.010

[1)] aus Gasheizung des anliegenden Bürogebäudes

3.6.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Für den Scope 3 der Parkdienstleistungen ist lediglich der Trinkwasserbezug relevant. Die relevanten Mengen werden über installierte Zähler gemessen. Ein Parkhaus verfügt über öffentliche Toiletten, wodurch ein zusätzlicher Wasserbedarf gegeben ist. Die den Parkhäusern zugewiesenen Wasserverbräuche sind in Tabelle 23 aufgeführt.

Tabelle 23: Stoffströme des Scope 3 der Parkdienstleistungen

Input		2011	2012
Trinkwasser	[m³]	151	140

3.7 VERWALTUNGSSTANDORT

Die Verwaltung der Stadtwerke Göttingen hat ihren Sitz in der Hildebrandstraße. Zur Zeit sind 161 Mitarbeitende für die Stadtwerke Göttingen tätig (Stand: 2012), wobei ein Teil der Belegschaft Aufgaben an den Standorten der Wasser-, Gas- und Wärmeversorgung sowie der Parkhäuser wahrnimmt und nicht durchgängig im Verwaltungsgebäude anwesend ist. Auf dem Standortgelände befinden sich neben dem Verwaltungsgebäude Werkstätten und Garagen sowie Lagerflächen. Ebenso erfolgt über den Verwaltungsstandort die Entsorgung von Abfällen.

In den folgenden Abschnitten werden die Aktivitäten auf dem Verwaltungsstandort den einzelnen Scopes zugeordnet und beschrieben.

3.7.1 SCOPE 1

Scope 1 betrifft Aktivitäten, bei denen Energieträger in Energie umgewandelt werden. Für die Verwaltung bzw. den Standort Hildebrandstraße sind in diesem Zusammenhang die Umsetzung von Erdgas in der Kantine sowie den Verbrauch von Kraftstoffen in unternehmenseigenen Fahrzeugen und Notstromaggregaten zu nennen. Der Einsatz der Notstromaggregate ist streng genommen den anderen Versorgungssektoren zuzuordnen. Die Datenlage lässt jedoch eine Aufteilung der Kraftstoffverbräuche nicht zu, da diese Daten nur aggregiert erfasst werden. Aus diesem Grunde werden die damit zusammenhängenden THG-Emissionen pauschal dem Verwaltungsbereich zugewiesen. Bezüglich des CNG-Verbrauchs ist zu berücksichtigen, dass der Treibstoff seit Mai 2012 klimaneutral gestellt wurde. Die Verbräuche werden entsprechend der Monatsanteile auf CNG und klimaneutrales CNG aufgeteilt.

Die dem Scope 1 zuzuweisenden Stoff- und Energieströme werden Fahrtenbüchern, Abrechnungen sowie Zählerständen entnommen und sind in Tabelle 24 aufgelistet.

Tabelle 24: Energie- und Stoffströme des Scope 1 des Verwaltungsstandorts

Input		**2011**	**2012**
Energieträger			
Erdgas	[kWh]	3.804	3.732
CNG	[kg]	16.324	5.165
klimaneutrales CNG	[kg]	-	10.330
Diesel	[l]	16.533	19.210
Benzin	[l]	15.697	12.609
Output			
Emissionen			
Kohlendioxid[1)]	[kg]	120.953,70	89.787,57
Methan[1)]	[kg]	65,30	20,66

[1)] Emissionen durch Verbrennung von Erdgas und Kraftstoffen (siehe Abschnitt 4.3)

3.7.2 SCOPE 2

In den Scope 2 fallen bezüglich des Verwaltungsstandorts der Stadtwerke Göttingen der Bezug von Strom und Wärme (siehe Tabelle 25). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass eine Etage des Verwaltungsgebäudes an E.ON Mitte untervermietet ist. Der Verbrauch von E.ON Mitte wird nicht quantitativ erfasst, sondern lediglich pauschal abgerechnet. Aus diesem Grunde ist die Strom- und Wärmemenge, die alleinig den Stadtwerken Göttingen zuzuteilen ist, nur über eine Abschätzung nach der vermieteten Grundfläche zu ermitteln. Vereinfacht wird somit angenommen, dass die Stadtwerke Göttingen für 75 % der abgerechneten Strom- und über Zähler abgelesene Wärmeverbräuche verantwortlich sind.

Tabelle 25: Energieströme des Scope 2 des Verwaltungsstandorts

Input		2011	2012
Elektrizität			
E.ON-Standardstrom	[kWh]	539.811	374.717
Photovoltaik-Strom[1)]	[kWh]	-	12.311
Fernwärme[1)]	[kWh]	880.799	907.133

[1)] aus unternehmenseigener Anlage

3.7.3 SCOPE 3 UPSTREAM

Dem Scope 3 Upstream sind diejenigen indirekten THG-Emissionen zuzuweisen, die mit den vorgelagerten Prozessen aufgrund der Materialbeschaffung sowie der Dienstreisen und der An- und Abfahrten der Mitarbeitenden zusammenhängen. Des Weiteren fallen die Bereitstellung der Energieträger sowie der Verbrauch von Wasser in den Scope 3 Upstream. Für eine bessere Übersicht werden im Folgenden die relevanten Stoffströme und Transporte nach Materialbeschaffung, Energieträger- und Wasserbereitstellung, Dienstreisen sowie An- und Abfahrten der Mitarbeitenden getrennt dargestellt.

3.7.3.1 MATERIALBESCHAFFUNG

Bei der Materialbeschaffung für den Verwaltungsbereich werden die Güter berücksichtigt, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie eine kurze Nutzungsdauer aufweisen und zu hoher Wahrscheinlichkeit im Jahr der Anschaffung aufgebraucht werden. Materialien, die beispielsweise von der Bilanzierung ausgeschlossen werden, sind Glühbirnen, Visitenkarten, Zeitschriften und Stifte. Ebenso werden langlebige Gebrauchs- und Einrichtungsgegenstände nicht bilanziert. Des Weiteren können Materialien nicht einbezogen werden, für die keine Emissionsfaktoren vorliegen und wo der zusätzliche Erfassungsaufwand in keinem Verhältnis zur zu erwartenden Emissionsmenge steht. Im Wesentlichen konzentrieren sich die betrachteten Stoffströme auf die Papierverbräuche der Stadtwerke Göttingen. Die Papiergewichte werden aus den bestellten Mengen, die vom betrieblichen Rechnungswesen erfasst werden, ermittelt. Die Stoffströme und die damit verbundenen Transporte sind in

Tabelle 26 aufgeführt. Die Transportdistanzen werden über den Lieferanten und einen Routenplaner abgeschätzt.

Tabelle 26: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) der Materialbeschaffung

Input		2011	2012
Papier			
Kopierpapier	[kg]	6.287	4.600
Briefpapier und Umschläge	[kg]	1.841	337
Transporte			
Kopierpapier	[km]	420	420
Briefpapier und Umschläge	[km]	4	4

3.7.3.2 ENERGIETRÄGER- UND TRINKWASSERBEREITSTELLUNG

Für die Betankung der Dienstfahrzeuge ist die Bereitstellung von Diesel, Benzin und CNG erforderlich. Des Weiteren werden Erdgas für die Betriebskantine und Trinkwasser als Lebensmittel für die Mitarbeitenden (Zubereitung von Heiß- und Kaltgetränken) sowie für die Sanitäranlagen benötigt. Die anfallenden Stoffströme sind über Abrechnungen sowie Zähler erfasst worden und in Tabelle 27 zusammengestellt.

Tabelle 27: Stoffströme des Scope 3 (Upstream) der Energieträger- und Trinkwasserbereitstellung

Input		2011	2012
Kraftstoffe			
Diesel	[l]	16.533	19.210
Benzin	[l]	15.697	12.609
CNG	[kg]	16.324	15.495
Erdgas	[kWh]	3.804	3.732
Trinkwasser	[m³]	2.747	2.194

3.7.3.3 DIENSTREISEN

Für Dienstreisen nutzen die Mitarbeitenden der Stadtwerke Göttingen als Transportmittel die Deutsche Bundesbahn einschließlich Taxi und öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) sowie eigene Pkws und Dienstfahrzeuge. Im Folgenden werden die Dienstreisen ohne die Dienstfahrzeuge betrachtet, da die mit den Dienstfahrzeugen verbundenen THG-Emissionen bereits in Scope 1 im Abschnitt 3.7.1 einbezogen sind.

Die Dienstfahrten werden in der Buchhaltung der Stadtwerke Göttingen mit Angaben zum Reiseziel und den benutzten Verkehrsmitteln erfasst. Die folgende Tabelle 28 gibt die Dienstreisen aggregiert für die einzelnen Verkehrsmittel wieder. Die Angaben zu den mit der Deutschen Bundesbahn zurückgelegten Personenkilometer sind geschätzt, da das elektronische Kursbuch keine Entfernungsangaben mehr für den Fernverkehr aufführt[9]. Eine

[9] Siehe http://www.bahn.de/p/view/buchung/karten/kubu_updates_index.shtml. Letzter Zugriff: 12.09.2013

detaillierte Liste der Zielbahnhöfe mit der Anzahl der Dienstreisen ist der Tabelle 61 im Anhang zu entnehmen.

Tabelle 28: Personentransporte des Scope 3 (Upstream) für die Dienstreisen

Verkehrsmittel		2011	2012
Deutsche Bundesbahn	[P.km[1)]]	74.482	81.722
Taxi	[P.km[1)]]	533	686
Öffentlicher Personennahverkehr (Bus)	[P.km[1)]]	8	16
Privat-Pkw, Benzin	[km]	1.124	2.910
Privat-Pkw, Diesel	[km]	1.442	2.410
Privat-Pkw, LPG	[km]	-	196

[1)] Personenkilometer

3.7.3.4 AN- UND ABFAHRTEN DER MITARBEITENDEN

Innerhalb des Pendlerverkehrs werden die privaten An- und Abfahrten der Mitarbeitenden zum Dienststellenort differenziert nach den Verkehrsmitteln betrachtet. Die dafür erforderlichen Daten sind über eine Fragebogenaktion mit 100 % Rücklaufquote von Seiten der Stadtwerke Göttingen erfasst worden. Für ausgeschiedene Mitarbeitende werden die entsprechenden Angaben auf Basis von Erfahrungswerten ergänzt. Eine Zusammenfassung der zurückgelegten Strecken für die einzelnen Verkehrsmittel ist in Tabelle 29 dargestellt. Hierbei handelt es sich bis auf die öffentlichen Verkehrsmittel um die kumulierten Entfernungen, in denen Fahrgemeinschaften inbegriffen sind. Die Pkws werden hierbei nach der Motorisierung in Diesel, Benzin, LPG und CNG unterschieden. Die Streckenentfernung der Deutschen Bundesbahn wird aufgrund bereits erwähnter Gründe geschätzt. Vernachlässigt werden die Strecken, die zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurückgelegt werden, da hiermit keine THG-Emissionen verbunden sind.

Tabelle 29: Personentransporte des Scope 3 (Upstream) für die An- und Abfahrten der Mitarbeitenden

Verkehrsmittel		2011	2012
Deutsche Bundesbahn	[P.km[1)]]	46.144	63.102
Öffentlicher Personennahverkehr (Bus)	[P.km[1)]]	23.411	27.896
Motorrad, Benzin	[km]	1.184	890
Pkw, Benzin	[km]	311.887	344.084
Pkw, Diesel	[km]	143.268	180.654
Pkw, LPG	[km]	14.438	12.878

[1)] Personenkilometer

3.7.4 SCOPE 3 DOWNSTREAM

Der Scope 3 Downstream umfasst alle nachgelagerten Prozesse, die nicht in den direkten Kontrollbereich der Stadtwerke Göttingen fallen. Hierunter sind für den Verwaltungsstandort in der Hildebrandstraße in erster Linie die Entsorgungsprozesse zu nennen.

Die entsorgten Abfallmengen werden von den Stadtwerken Göttingen getrennt nach Abfallschlüssel erfasst. Die folgende Tabelle gibt die relevanten Abfallmengen mit den dazugehörigen Transportdistanzen an. Abfall, der verwertet wird (Gelber Sack), wird mengenmäßig nicht ermittelt und kann demzufolge bei der CO_2e-Bilanz nicht berücksichtigt werden. Die Transportdistanzen werden über den Sitz des Entsorgungsunternehmens und einen Routenplaner berechnet.

Tabelle 30: Stoffströme und Transporte des Scope 3 (Upstream) des Verwaltungsstandorts

Abfallart	**2011**	**2012**	**Transport-distanz [km]**
	Menge [t]		
Restmüll	11,4	11,4	3
Papier, Pappe, Kartonagen	16,6	13,7	2
Biomüll	3,1	3,1	3
Leuchtstoffröhren	0,1	-	3
Eisen und Stahl	36,1	33,7	2
Kabel	0,8	-	2
Schlämme aus Abfallbehandlung	1,0	1,0	5
Schlämme aus Öl- und Wasserabscheidern	-	3,0	5
Lösemittel, Lösemittelgemische	-	0,8	96
Aufsaug- und Filtermaterialien	0,4	0,5	2
Gebrauchte Geräte mit gefährlichen Bestandteilen	0,3	-	2
Öliges Wasser aus Öl- und Wasserabscheidern	3,0	-	5
Abfallgemische aus Sandfanganlagen	1,0	-	5
Aluminium	0,1	-	2
nichtchlorierte Maschinen-,Getriebe- und Schmieröle	-	6,7	142

4. BESCHREIBUNG DER VERWENDETEN THG-EMISSIONSFAKTOREN

Die Produkte und Prozesse, die für die Geschäftstätigkeiten der Stadtwerke Göttingen erforderlich sind, sind sowohl mit direkten als auch mit indirekten THG-Emissionen verbunden. Für die Ermittlung derjenigen Menge an Treibhausgasen, die pro Kalenderjahr aus den Aktivitäten der Stadtwerke Göttingen resultieren, ist die Bestimmung von Emissionsfaktoren erforderlich. Nach DIN EN ISO (2012) ist unter dem THG-Emissionsfaktor[10] derjenige Faktor zu verstehen, der die Tätigkeitsdaten mit THG-Emissionen verknüpft.

In den folgenden Abschnitten werden die verwendeten Emissionsfaktoren und ihre Quellen beschrieben. Zum überwiegenden Teil sind die Emissionsfaktoren entsprechenden Datenbanken zur Lebenszyklusbilanzierung zu entnehmen. Liegen keine passenden Emissionsfaktoren vor, werden diese über eigene Berechnungen und Literaturstudien abgeleitet. Die Emissionsfaktoren werden nach den Bereichen Bereitstellung und Umsetzung von Energieträgern, Bereitstellung von Strom und Wärme, Transport, Bereitstellung von Ausgangsmaterialien sowie der Abfallentsorgung unterschieden. Ein weiterer relevanter Bereich sind die materiellen und energetischen Produkte, die von den Stadtwerken Göttingen selbst bereitgestellt werden. Aufgrund der differenzierten Betrachtung der einzelnen Geschäftssektoren und des intersektoralen Bezugs von unternehmenseigenen Produkten ist eine Zuweisung von Emissionsfaktoren auf einzelne Produkte der Stadtwerke Göttingen erforderlich. Die verwendeten Emissionsfaktoren sind ergänzend in Tabelle 62 im Anhang zusammengefasst.

4.1 EMISSIONSFAKTOREN FÜR DIE BEREITSTELLUNG VON ENERGIETRÄGERN

Die Stadtwerke Göttingen beziehen Energieträger auf fossiler und biogener Basis. Zu Ersteren sind Erdgas, Heizöl und Automobilkraftstoffe zu zählen. Des Weiteren erwerben die Stadtwerke Göttingen Biogas zur Umsetzung im Heizkraftwerk Godehardstraße (siehe Kapitel 3.3.1.1) und Biomethan für den Betrieb der BHKW-Module an den Standorten Zietenterrassen und Kiesseekarree.

4.1.1 FOSSILE ENERGIETRÄGER

Die THG-Emissionen, die mit der Bereitstellung fossiler Energieträger verbunden sind, werden der Datenbank GEMIS entnommen. Die Datensätze zu den Kraftstoffen Benzin und Diesel enthalten hierbei die gesetzlich geforderten biogenen Anteile auf Basis von Ethanol und Rapsmethylester. Für die Umrechnung der Emissionsfaktoren auf die gebräuchlichen Einheiten der Energieträger werden die Kennwerte aus GEMIS verwendet.

[10] Im Folgenden wird aus Gründen der Übersichtlichkeit für den Begriff Treibhausgas-Emissionsfaktor die kürzere Bezeichnung Emissionsfaktor gewählt.

Tabelle 31: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung von fossilen Energieträgern

Energieträger	Emissionsfaktor [kg CO_2e]	Bezugs-größe	Quelle (Datensatz)
Erdgas aus Hochdruck-leitung	0,027	[kWh]	(IINAS 2013) (Pipeline\Gas-De-2020-mix)
Heizöl, ab Regionallager	0,036	[kWh]	(IINAS 2013) (Raffinerie\Öl-leicht-DE-2020)[1]
Diesel, ab Tankstelle	0,43	[l]	(IINAS 2013) (Tankstelle\Diesel-DE-2020 (inkl. Bio))[2]
Benzin, ab Tankstelle	0,51	[l]	(IINAS 2013) (Tankstelle\Benzin-DE-2020 (inkl. Bio))[3]

[1] Unter Einbezug eines Transports von 300 km

[2] Diesel: unterer Heizwert = 11,84 kWh/kg; Dichte = 0,832 kg/l

[3] Benzin: unterer Heizwert = 12,00 kWh/kg; Dichte = 0,794 kg/l

4.1.2 BIOGAS DER BIOGAS GÖTTINGEN GMBH & CO. KG IN ROSDORF

Die Stadtwerke Göttingen setzen seit dem Jahr 2012 Biogas der Biogas Göttingen GmbH & Co. KG in Rosdorf im Heizkraftwerk (HKW) Godehardstraße ein. Für die Berechnung der betrieblichen CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen ist es erforderlich, die mit dem Bezug des Biogases verbundenen THG-Emissionen zu ermitteln.

Wesentliche Datengrundlage ist die persönliche Auskunft von Herrn Dr. Dirk Augustin, Vorsitzender des Aufsichtsrates der Biogas Göttingen GmbH & Co. KG, vom 11.07.2013 (Augustin 2013). Die Berechnung der THG-Emissionen bezieht sich auf Durchschnittswerte aus dem Zeitraum 01.07.2012 bis 30.06.2013, der zwölf Kalendermonate eines kontinuierlichen Betriebs umfasst.

In dieser Studie wird der Fokus alleinig auf die Bereitstellung des Biogases für die Stadtwerke Göttingen festgelegt. Die Bereitstellung von Strom und Wärme, die ebenfalls aus Biogas der Biogas Göttingen GmbH & Co. KG durch vier Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer Leistung von jeweils 265 kW_{el} erzeugt werden, liegt außerhalb des Bilanzierungsrahmens.

Die Bereitstellung des Rohbiogases wird in zwei Hauptprozesse unterteilt: Bereitstellung der Substrate und Biogaserzeugung im Fermenter. Wesentliches Kuppelprodukt der Biogaserzeugung ist Gärrest. Gärrest wird als Düngemittel auf Agrarflächen eingesetzt und ersetzt auf diese Weise Mineraldünger. Die mit der Produktion des Mineraldüngers verbundenen THG-Emissionen werden somit vermieden und können dem Biogassystem gutgeschrieben werden. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass auch der eingesetzte Wirtschaftsdünger einen Düngewert besitzt und dieser bei der Berechnung der substituierten Mineraldüngermenge einzubeziehen ist. Des Weiteren wird durch die Verwertung des Wirtschaftsdüngers in der Biogasanlage dessen Methanbildungspotenzial gesenkt (Heyer 1994). Die vermiedenen Methanemissionen können ebenfalls vergünstigend in die Bilanz für das Biogas einfließen. Diese beiden Aspekte werden zusammengefasst im

Abschnitt zu den Gutschriften behandelt. Die einzelnen Teilprozesse werden schließlich im letzten Abschnitt zum heizwertbezogenen Emissionsfaktor für Biogas zusammengeführt.

Bei der Modellierung der einzelnen Prozesse werden die benötigte Infrastruktur und Kapitalgüter (z.B. Maschinen) ausgeschlossen, da nach Patyk und Wursthorn (2009) davon ausgegangen wird, dass die dadurch verursachten Treibhausemissionen vor dem Hintergrund der damit verbundenen Unsicherheit und dem Anteil an den Gesamtemissionen nicht den Erhebungsaufwand rechtfertigen.

SUBSTRATBEREITSTELLUNG

Im bilanzierten Zeitraum sind in erster Linie Silomais als pflanzliches Substrat sowie Gülle und Hühnertrockenkot eingesetzt worden. Eine genaue Aufführung der eingesetzten Substrate mit den dazugehörigen durchschnittlichen Transportdistanzen ist in Tabelle 32 zusammengefasst.

Tabelle 32: Substratinput der Biogas Göttingen GmbH & Co. KG in dem Zeitraum 01.07.2012 bis 30.06.2013

Substrat	Menge [t FM[1)]]	FM-Anteil [%]	Transport-distanz [km]
Rindergülle	10.000	16	20
Schweinegülle	5.530	9	10
Hühnertrockenkot	7.087	11	230
Mist	2.000	3	10
Silomais	35.200	56	5
Zuckerrüben	2.200	3	4
Grünroggen	1.000	2	3
Gesamt	63.017	-	-

[1)] FM = Frischmasse

Die Emissionsfaktoren pro t eingesetztes Substrat ergeben sich aus der Produktion des betreffenden Substrats sowie aus den THG-Emissionen, die mit dem Transport verbunden sind. Der Bereitstellung des Wirtschaftsdüngers werden keine THG-Emissionen hinterlegt, da der Wirtschaftsdünger als Abfallprodukt der Tierhaltung definiert wird. Die Berechnung der Emissionsfaktoren der einzelnen Substrate ist in Tabelle 33 dargestellt. Die THG-Emissionen für die landwirtschaftliche Produktion der Substrate entstammen der Datenbank GEMIS 4.8 nach (IINAS 2013) und sind auf den Energieinhalt des Ernteproduktes bezogen. Mit Hilfe der ebenfalls in GEMIS angegebenen Heizwerte werden die Treibhausgase auf die Bezugsgröße t Frischmasse (FM) umgerechnet. Für Grünroggen ist in GEMIS kein eigener Datensatz vorhanden, so dass alternativ derjenige für Weizen ausgewählt wird. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass sich die Bewirtschaftungsweise dieser beiden Kulturen hinsichtlich der Intensität sehr unterscheidet. Da Grünroggen als Zwischenfrucht angebaut wird, ist von geringeren Energieerträgen auszugehen. Allerdings kommt Grünroggen mit weniger Pflanzenschutzmittelbehandlungen aus. Im Rahmen dieser Studie wird die

unterschiedliche Bewirtschaftungsweise aufgrund des geringen Beitrags von Grünroggen an der Biogasproduktion vorerst vernachlässigt.

THG-Emissionen, die mit direkten oder indirekten Landnutzungsänderungen in Verbindung stehen, werden in dieser Studie nicht einbezogen (siehe hierzu Fritsche et al. 2010 und Schmehl et al. 2012).

Tabelle 33: Emissionsfaktoren der eingesetzten Substrate zur Biogaserzeugung (Quelle: IINAS 2013)

Substrat (GEMIS-Datensatz)	Emissions-faktor [kg CO_2e/MJ]	Heizwert des Substrates [MJ/kg]	Emissions-faktor [kg CO_2e/t FM]
Silomais (Anbau\Mais-Silage-0LUC-DE-2020)	0,0162	6,4	103,68
Zuckerrüben (Anbau\Zuckerrüben-0LUC-DE-2020)	0,0169	3,7	62,53
Grünroggen (Anbau\Weizen-Silage-0LUC-DE-2020)	0,0117	4,8	56,16

Die mit dem Transport des Substrates verbundenen THG-Emissionen werden über die durchschnittliche Transportdistanz (siehe Tabelle 34) und den Emissionsfaktoren der entsprechenden Transportmittel aus der GEMIS-Datenbank abgeleitet. Bezüglich der eingesetzten Transportmittel wird angenommen, dass alle Substrate bis auf den Hühnertrockenkot mit Traktoren und Anhängern zur Biogasanlage in Rosdorf gebracht werden. Aufgrund der größeren Transportdistanz wird beim Hühnertrockenkot von einem LKW mit 20-28 t Zuladung ausgegangen.

Tabelle 34: Emissionsfaktoren des Substrattransports

Substrat	Emissionsfaktor [kg CO_2e/t FM]
Rindergülle[1)]	4,08
Schweinegülle[1)]	2,04
Hühnertrockenkot[2)]	18,17
Mist[1)]	2,04
Silomais[1)]	1,02
Zuckerrüben[1)]	0,82
Grünroggen[1)]	0,61

[1)] Transport mit Traktor und Anhänger: 0,204 kg CO_2e/t.km (Quelle: IINAS 2013)

[2)] Transport mit Lkw, Flottendurchschnitt: 0,079 kg CO_2e/t.km (Quelle: IINAS 2013)

Im nächsten Schritt werden die THG-Emissionen durch Produktion und Transport des Biogassubstrates zusammengeführt und auf den zwölf-monatigen Bilanzierungszeitraum bezogen (siehe Tabelle 35).

Tabelle 35: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung des Biogassubstrates im Bilanzierungszeitraum

Substrat	Menge [t FM[1)]]	Emissions-faktor (Produktion) [t CO_2e]	Transport-distanz [km]	Emissions-faktor (Transport) [t CO_2e]	Emissions-faktor (Gesamt) [t CO_2e]
Rindergülle	10.000	0	20	40,80	40,80
Schweinegülle	5.530	0	10	11,28	11,28
Hühnertrockenkot	7.087	0	230	128,77	128,77
Mist	2.000	0	10	4,08	4,08
Silomais	35.200	3.649,54	5	35,91	3.685,45
Zuckerrüben	2.200	137,57	4	1,80	139,37
Grünroggen	1.000	56,16	3	0,61	56,77
Gesamt	**63.017**	**3.843,27**	**-**	**453,26**	**4.066,52**

BIOGASERZEUGUNG

Die pflanzlichen Substrate werden direkt nach der Ernte im Fahrsilo der Biogasanlage gelagert. Per Radlader und Beschickungseinheiten wird das Pflanzensubstrat in den Fermenter eingebracht. Der Wirtschaftsdünger wird in einer Vorgrube vorgehalten und bei Bedarf in den Fermenter gepumpt. Das in den Fermenter eingebrachte Substrat wird von Bakterien unter anaeroben Bedingungen zersetzt und abgebaut. Resultierende Produkte dieses Prozesses sind Biogas, das zu ca. 52 % aus Methan besteht, und Gärrest. Der Großteil des produzierten Biogases wird an die Verdichtungsstation weitergeleitet und in die Biogasleitung der Stadtwerke Göttingen eingespeist. Der restliche Anteil des Biogases wird vor Ort und in einem nahen Gewerbegebiet über vier BHKWs in Strom und Wärme umgesetzt.

Gemäß (Augustin 2013) werden mit dem in Tabelle 32 zusammengestellten Substratinput jährlich 59.500 MWh Biogas und 53.000 m³ Gärrest erzeugt. Die energetischen Aufwendungen für die Biogaserzeugung werden in Diesel-, Strom- und Wärmebedarf differenziert.

Der Dieselbedarf liegt in dem Transport des Silageguts vom Silo zum Vorlagebehälter mit dem Radlader begründet. Nach (Augustin 2013) wird mit einer durchschnittlichen Arbeitszeit von zwei Arbeitsstunden pro Tag und einem Dieselverbrauch von 15 l/h ausgegangen.

Strom und Wärme werden für die Pump- und Rührsysteme sowie die Beheizung des Fermenters benötigt. Nach (Augustin 2013) besteht ein jährlicher Strombedarf von 1.115 MWh, welcher fremdbezogen und mit einem Emissionsfaktor des E.ON-Standardstrom hinterlegt wird (vgl. Abschnitt 4.4.2). Der Wärmebedarf liegt bei 500 MWh/a und wird durch die anlageneigenen BHKWs auf Basis von Biogas bereitgestellt.

Der Wärmebedarf wird durch einen vereinfachten Ansatz berücksichtigt. Hierzu wird die für die Wärmeerzeugung benötigte Biogasmenge von der gesamten im Fermenter produzierten Biogasmenge abgezogen, d.h. intern verrechnet. Im Folgenden wird die für die Wärme-erzeugung erforderliche Biogasmenge ermittelt. Gemäß (Augustin 2013) weisen die

Zündstrahler-BHKWs einen elektrischen Wirkungsgrad von 47 % auf und erzeugen zu 55 % Strom und zu 45 % Wärme. Mit der Bereitstellung von 1 MWh Wärme sind somit eine Produktion ca. 1,22 MWh Strom verbunden. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 47 % ist auf Basis der erzeugten Strommenge von 2,6 MWh Brennstoff in Form von Biogas auszugehen, wobei der energetische Beitrag des Zündöls vernachlässigt wird. Für die Bereitstellung der erforderlichen 500 MWh Wärme ist folglich ein Biogasinput in Höhe von 1.300 MWh notwendig. Der Brennstoffinput ist aufgrund der gekoppelten Stromproduktion jedoch nicht alleinig der Wärmeerzeugung zuzurechnen. Aus diesem Grunde wird der Biogasinput zwischen den Produkten Strom und Wärme aufgeteilt. Für diese Allokation wird ein exergetischer Ansatz gewählt, bei dem Wärme nach Hundt (2010) ein Exergiegehalt von 17 % (0,17 MWh Exergie/MWh Wärme) und Strom einen Exergiegehalt von 100 % (1 MWh Exergie/MWh Strom) zugeordnet wird. Daraus ergibt sich ein exergetischer Allokationsfaktor für die durch die BHKWs bereitgestellte Wärme in Höhe von 0,12., d.h. 156 MWh des Biogasinputs sind der Wärmeerzeugung zuzurechnen. Diese Menge von 156 MWh Biogas wird in einem einfachen Ansatz vom Biogasertrag des Fermenters im Bilanzierungszeitraums abgezogen, so dass die Minderung der Biogasausbeute somit den Wärmebedarf abbildet.

Neben dem Biogasbedarf für die Wärmeerzeugung muss die für die Zündstrahl-BHKWs benötigte Zündölmenge in Form von Rapsmethylester (RME) berücksichtigt werden. Nach (Augustin 2013) beträgt der durchschnittliche Verbrauch 4,2 l RME/MWh Biogas. Entsprechend des der Wärmeerzeugung zugewiesenen Biogasbedarfs (156 MWh) und einem Emissionsfaktor für RME von 1,48 kg CO_2e/l RME nach (IINAS 2013) ergeben sich für den wärmebezogenen Zündölverbrauch insgesamt 970 kg CO_2e pro Bezugszeitraum.

Direkte THG-Emissionen der Biogaserzeugung resultieren zum einen aus dem Verbrennungsprozess des Diesels während des betriebsinternen Substrattransports durch den Radlader und zum anderen aus Methanverlusten entlang der Gärstrecke. Aufgrund des gasdichten Gärrestlagers und der Bilanzgrenze ‚Fermenter' wird nach (Liebetrau et al. 2010) lediglich von Methanverlusten durch die Fütterung in Höhe von 0,1 % des erzeugten Methans ausgegangen. Weitere nennenswerte Leckagen werden vernachlässigt, da der Anlage eine gute betriebliche Praxis unterstellt wird. Auf Basis des oben aufgeführten Energieinhalts des Biogases und einem Heizwert von Methan nach (Hahne 2004) mit 13,89 kWh/kg resultiert eine erzeugte Methanmenge von 4.283.143 kg, wovon 4.283 kg diffus emittieren.

In Tabelle 36 sind die THG-Emissionen für die Biogaserzeugung zusammenfassend dargestellt. Der Gesamtmenge von 4.597,5 t CO_2e stehen die erzeugten Produkte Biogas in Höhe von 59.344 MWh (inkl. Abzug Biogas für Wärmebereitstellung) und Gärrest mit 53.000 m³ gegenüber.

Tabelle 36: Zusammenfassung der mit der Biogaserzeugung verbundenen THG-Emissionen für den Bilanzierungszeitraum

Input		
Biogassubstrat	[t CO_2e]	4.066,5
Diesel[1)]	[t CO_2e]	4,7
elektrische Energie	[t CO_2e]	392,0
Rapsmethylester	[t CO_2e]	1,0
Output		
Kohlendioxid-Emissionen aus Dieselverbrennung[2)]	[t CO_2e]	26,2
Methan-Emissionen[3)]	[t CO_2e]	107,1
Gesamt	[t CO_2e]	4.597,5

[1)] Emissionsfaktor siehe Abschnitt 4.1.1
[2)] Emissionsfaktor siehe Abschnitt 4.2
[3)] Wirkungsfaktor = 25 kg CO_2e/kg Methan (IPCC 2007)

GUTSCHRIFTEN DURCH GÄRREST UND GÜLLEBEHANDLUNG

Im Zuge der Biogaserzeugung fallen 53.000 m³ Gärrest an, der als organischer Dünger verwendet wird. Für die Berechnung der dadurch substituierten Menge Mineraldünger wird zunächst die durch den Wirtschaftsdünger eingebrachte Nährstoffmenge bestimmt (siehe Tabelle 37). Diese Nährstoffmenge ist nicht der Biogaserzeugung gutzuschreiben, da sie auch bei anderweitiger Nutzung des Wirtschaftsdüngers verfügbar ist.

Tabelle 37: Nährstoffe im Wirtschaftsdünger

	Rinder-gülle		**Schweine-gülle**		**Rinder-mist**		**Hühner-trocken-kot**		**Summe**
	[kg/m³]	**[t]**	**[kg/m³]**	**[t]**	**[kg/t]**	**[t]**	**[kg/t]**	**[t]**	**[t]**
Stickstoff	5,2	52	6,0	33	6	12	25	177,2	274
Phosphor	0,88	8,8	1,5	8	1,8	3,6	8,8	62,4	83
Kalium	6,1	61	3,2	18	7,5	15	12,5	88,6	183

Im folgenden Schritt wird der Nährwert des Gärrests ermittelt (siehe Tabelle 38). Von dieser Summe werden die dem Wirtschaftsdünger zugewiesenen Nährstoffmengen, die auch bei einer alternativen Nutzung des Düngers zur Verfügung stünden, abgezogen.

Tabelle 38: Nährstoffbereitstellung durch Gärrest im Bilanzierungszeitraum

	Gehalt im Gärrest	**Menge im Gärrest[1)]**	**Menge im Wirtschafts-dünger[2)]**	**Nährstoff-Differenz**
	[%]	**[t]**	**[kg]**	**[kg]**
Gesamt-Stickstoff	0,90	477	274	203
Phosphat-Phosphor	0,33	175	83	92
Kalium	0,70	371	183	188

[1)] Angenommene Dichte: 1 t/m³
[2)] Siehe Tabelle 37.

Im folgenden Schritt werden die Treibhausgase der substituierten Mineraldünger berechnet. Hierfür werden Datensätze aus (IINAS 2013), die auf Durchschnittswerten basieren, verwendet. Die eingesparten THG-Emissionen, die der Nährstoffbereitstellung durch den Gärrest anzurechnen sind, werden in Tabelle 39 abgeleitet. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass aufgrund von Aspekten der Pflanzenverfügbarkeit nicht die gesamte Stickstoffmenge im Gärrest, sondern nur ein Anteil von 70 % angerechnet wird (KTBL 2013).

Tabelle 39: Eingesparte THG-Emissionen durch die Substitution von Mineraldünger mit Gärrest

Mineraldünger	Substituierte Nährstoffmenge [kg]	Emissionsfaktor[1)] [kg CO_2e/kg]	Eingesparte THG-Emissionen [kg CO_2e]
Stickstoffdünger	142	7,56	1.074
Phosphordünger	92	1,25	115
Kaliumdünger	188	1,20	226
Gesamt	-	-	**1.415**

[1)] Quelle: (IINAS 2013)

Des Weiteren ist die Güllebehandlung im Fermenter zu bewerten, da das potenzielle Methanbildungspotenzial gesenkt wird. Die damit zusammenhängende Verringerung der THG-Emissionen wird gemäß des Vorgehens in Schmehl et al. (2012) sowie Pehnt und Vogt (2007) ermittelt. Hierzu sind Parameter zum Methanbildungspotenzial und Exkrementaufkommen pro Tier sowie ein Konversionsfaktor zur Berücksichtigung von Lagerungssystemen erforderlich. Tabelle 40 gibt eine Übersicht zu den verwendeten Kennwerten und den Methan-Emissionsfaktor bei konventioneller Lagerung von Wirtschaftsdünger, wenn dieser nicht in die Biogaserzeugung eingeht. Einschränkend wird darauf hingewiesen, dass diese Werte mit einer großer Unsicherheit verbunden sind (Döhler et al. 2002). Mist wird nicht berücksichtigt, da es aufgrund der Lagerbedingungen keine nennenswerten Methanbildungspotenziale aufweist (StMLF und StMLU 2003).

Tabelle 40: Parameter für die Berechnung des Methan-Emissionsfaktors aus konventioneller Wirtschaftsdüngerlagerung

Tierart	Methanbildungspotenzial[1)] [kg/(Tier·Jahr)]	Exkremente[2)] [m³/(Tier·Jahr)]	Methanbildungspotenzial [kg/m³]	Konversionsfaktor[3)] [%]	Emissionsfaktor [kg/m³]
Rinder	142	7,56	1.074	7,6	1,4
Schweine	92	1,25	115	12	2,5
		[kg/(Tier·Jahr)]	[kg/kg]		
Hühner	188	1,20	226	10	0,008

[1)] Quelle: (Döhler et al. 2002), [2)] (Döhler 2009), [3)] (Heyer 1994)

Die eingehenden Wirtschaftsdüngermengen führen in Verbindung mit den Emissionsfaktoren zu einer Minderung von Methanemissionen in Höhe von 84.521 kg pro Bezugszeitraum.

ZUSAMMENFASSUNG DES EMISSIONSFAKTORS FÜR BIOGAS

Gemäß den vorherigen Ausführungen ergibt sich ein Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Biogas durch die Biogas Göttingen GmbH & Co. KG in Höhe von 0,04 kg CO_2e/kWh Biogas. Tabelle 41 gibt eine Zusammenfassung der Berechnung wieder.

Tabelle 41: Zusammensetzung des Emissionsfaktors für von der Stadtwerke Göttingen AG bezogenes Biogas

Biogasbereitstellung	[t CO_2e]	4.597,5
Gutschrift durch Gärrest	[t CO_2e]	- 1,4
Gutschrift durch Behandlung Wirtschaftsdünger	[t CO_2e]	- 2.113,0
Summe[1)]	[t CO_2e]	2.483,1
Pro kWh Biogas	[kg CO_2e/kWh]	0,04

[1)] Bei einer Gesamtausbeute inkl. Berücksichtigung des Wärmebedarfs von 59.344 MWh Biogas

Vor der Einspeisung des Biogases in das Rohrnetz, welches zu dem Heizkraftwerk Godehardstraße führt, wird das Biogas verdichtet. Der hierfür erforderliche Strombedarf wird über Abrechnungen erfasst und beträgt 0,011 kWh pro kWh Biogas. Die mit dem Strombedarf verbundenen THG-Emissionen werden über den Emissionsfaktor für den E.ON-Strommix aus Abschnitt 4.4.2 berechnet. Der Emissionsfaktor von Biogas wird dadurch geringfügig um 0,004 kg CO_2e/kWh erhöht.

4.1.3 BIOMETHAN

Die Stadtwerke Göttingen beziehen von der Gas-Union Biomethan, welches virtuell in den Heizkraftwerken Zietenterrassen und Kiesseekarree in Strom und Wärme umgesetzt wird. Bei Biomethan handelt es sich um Biogas, welches zu Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Im Erdgasnetz sind Erdgas und Biomethan stofflich nicht zu unterscheiden. Somit ist nicht sichergestellt, dass bezogenes Biomethan wirklich Biomethan und nicht Erdgas ist. Wie auch bei der Einspeisung und des Bezugs von Strom auf Basis erneuerbarer Energien gilt lediglich, dass die als Biomethan deklarierte und bezogene Menge in das Gasnetz eingespeist worden sein muss. Die konkrete Einspeisequelle des Biomethans, welches die Stadtwerke bezieht, ist nicht bekannt.

Für den Bezug des Biomethans liegt eine Zertifizierung des TÜV Süds vor, in der bestimmte Anforderungen bezüglich der Produktion und des Einsatzes von Biomethans mit Verweis auf die entsprechenden Gesetzesabschnitte des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes bescheinigt werden. Für die Bereitstellung des Biomethans sind folgende Punkte relevant:

1. Maximale Methanemissionen bei der Aufbereitung: 0,5 % (Anlage 1 Ziff. I Nr. 1.a EEG 2009),
2. maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung: 0,5 kWh/Nm³ Rohgas (Anlage 1 Ziff. I Nr. 1.b EEG 2009),
3. gasdichtes Gärrestlager (Anlage 2 Ziff. I Nr. 4 EEG 2009) und

4. maximaler zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot: 60 % (§ 27 Abs. 5 EEG 2012).

Die Punkte 3 und 4 werden von dem Biogas, welches in der Biogasanlage Rosdorf erzeugt wird, erfüllt, so dass der in dem vorherigen Abschnitt ermittelte Emissionsfaktor als Grundlage für die Berechnung des Faktors für Biomethan herangezogen wird. Als zusätzliche Aufwendungen sowie THG-Emissionen der Gasaufbereitung werden die in den Punkten 1 und 2 genannten Parameter als maximale Umweltbelastung angesetzt. Die mit dem Stromverbrauch verbundenen THG-Emissionen werden anhand des Emissionsfaktors für E.ON Strommix aus dem folgenden Abschnitt 4.4.2 berechnet. Tabelle 42 fasst die Ermittlung des Emissionsfaktors für Biomethan zusammen.

Tabelle 42: Zusammensetzung des Emissionsfaktors für von der Stadtwerke Göttingen AG bezogenes Biomethan

Biogasbereitstellung	[kg CO_2e/kWh]	0,04
Strombedarf für Aufbereitung (0,5 kWh Strom/Nm³ Rohgas)[1)]	[kg CO_2e/kWh]	0,03
Methanemissionen bei der Aufbereitung (0,5 %)[2)]	[kg CO_2e/kWh]	0,01
Summe	[kg CO_2e/kWh]	0,08

[1)] 0,5 kWh Strom/Nm³ Rohgas entspricht bei einem Heizwert von 6,47 kWh/Nm³ (IINAS 2013) 0,077 kWh Strom/kWh Rohgas.

[2)] Bei einem Heizwert von 13,89 kWh/kg Methan nach Hahne (2004) enthält 1 kWh Biogas 0,072 kg Methan. Der Wirkungsfaktor ist nach (IPCC 2007) mit 25 kg CO_2e/kg Methan (IPCC 2007) angesetzt.

4.2 EMISSIONSFAKTOREN FÜR ROHSTOFFE UND AUSGANGSMATERIALIEN

In der betrieblichen CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen sind neben den Energieträgern auch die materiell genutzten Rohstoffe einzubeziehen. In dieser Studie sind in erster Linie Wasser, Papier, Gasodorierungsmittel und Schmieröl relevant, dessen Emissionsfaktoren in den nächsten Abschnitten hergeleitet werden. Für das Korrosionsschutzmittel Metaqua SC-36, das für die Wasserversorgung benötigt wird, ist aufgrund der schlechten Datenlage kein Emissionsfaktor zu ermitteln.

4.2.1 WASSER

Das Trinkwasser in Göttingen wird zum überwiegenden Anteil (80 %) aus der Sösetalsperre im Harz bezogen und zu dem restlichen Anteil aus dem Göttinger Grundwasser. Dem Göttinger Grundwasser werden keine THG-Emissionen zugewiesen, weil es direkt aus der Umwelt entnommen wird. Dem Harzer Wasser werden ebenfalls keine THG-Emissionen hinterlegt, da davon ausgegangen wird, dass die Vorleistungen vernachlässigbare THG-Emissionen aufweisen. Zum einen werden die erforderlichen Pumpaufwendungen so gering wie möglich gehalten, indem das natürliche Gefälle genutzt wird und positive Höhenunterschiede vermieden werden. Des Weiteren wird die für die Pumpen benötigte Energie aus unternehmenseigenen, emissionsarmen Wasserkraftwerken bezogen.

4.2.2 PAPIER

Beim Kopierpapier handelt es sich um holzfreies, ungestrichenes Papier, das in den Standardformaten A4 oder A3 durch die Stadtwerke bezogen wird. Der Emissionsfaktor für die Herstellung des Kopierpapiers und der Briefumschläge wird aus der Ecoinvent-Datenbank bezogen[11]. Der Transport wird von der Produktionsstätte bis zum regionalen Einzelhändler berücksichtigt. Der Emissionsfaktor zur Bereitstellung von Papier ergibt 1,21 kg CO_2e/kg.

4.2.3 ODORIERUNGSMITTEL

Die Stadtwerke Göttingen AG gibt dem Erdgas nach Abnahme aus dem Hockdrucknetz ein Odorierungsmittel hinzu, um dem Erdgas einen intensiven Geruch zu geben, der bei Leckagen frühzeitig von Menschen wahrgenommen wird. Im Jahr 2011 ist das Odorierungsmittel auf die schwefelfreie Substanz Gasodor® S-Free umgestellt worden. Zuvor ist Tetrahydrothiopen (THT) verwendet worden. Bei Chemikalien besteht oft die Schwierigkeit, dass keine spezifischen Emissionsfaktoren in den Datenbanken vorhanden sind und diese in einem vereinfachten Ansatz über die Ausgangssubstanzen für die Herstellung sowie die Reaktionsgleichung hergeleitet werden müssen. Prozessparameter,

[11] Ecoinvent-Datensatz: paper, wood-containing, supercalendred (SC), at regional storage, CH, [kg]

wie der Energiebedarf, sind meist nicht näher zu quantifizieren und können daher nicht einbezogen werden.

THT ist aus Tetrahydrofuran und Schwefelwasserstoff herstellbar (Nasyrov und Sharipova 2000). Gemäß den molaren Massen wird für 1 kg THT 0,818 kg Tetrahydrofuran und 0,386 kg Schwefelwasserstoff benötigt. Die Ecoinvent-Datenbank stellt für den Ausgangsstoff Tetrahydrofuran einen Emissionsfaktor bereit. Für Schwefelwasserstoff ist kein Emissionsfaktor vorhanden. Da Schwefelwasserstoff jedoch in großen Mengen bei der Erdölaufbereitung anfällt, ist davon auszugehen, dass es als Nebenprodukt keine relevanten Lasten bezüglich THG-Emissionen aufweist und vernachlässigt werden kann.

Gasodor® S-Free wird von der Firma Symrise in Holzminden hergestellt und enthält im Mittel zu 63 % Ethylacrylat und zu 37 % Methylacrylat (WT Consulting GmbH 2009). Der Emissionsfaktor für Methylacrylat kann der Ecoinvent-Datenbank entnommen werden. Für Ethylacrylat muss dieser über die Herstellung nach (Rohm und Haas 2013) aus Acrylsäure und Ethanol abgeschätzt werden. Die Produktion von 1 kg Ethylacrylat erfordert 0,720 kg Acrylsäure und 0,460 kg Ethanol. Für diese Substanzen liegen Emissionsfaktoren in der Ecoinvent Datenbank vor. Die Berechnung der Emissionsfaktoren wird in Tabelle 43 aufgeführt.

Tabelle 43: Substanzmengen und Emissionsfaktoren für die Odorierungsmittel Tetrahydrothiopen und Gasodor® S-Free

Substanz	Menge [kg]	Emissionsfaktor [kg CO_2e/kg]
Tetrahydrofuran	0,818	5,73
Schwefelwasserstoff	0,386	vernachlässigt
Tetrahydrothiopen (THT)	1	4,69
Acrylsäure	0,720	2,26
Ethanol	0,460	1,25
Ethylacrylat	1	2,20
Ethylacrylat	0,63	2,20
Methylacrylat	0,37	3,10
Gasodor® S-Free	1	2,53

4.2.4 SCHMIERÖL

Schmieröl wird für die Motoren der BHKWs benötigt. Für den Emissionsfaktor von Schmieröl wird derjenige von Schweröl aus GEMIS herangezogen (Datensatz ‚Öl-schwer-DE-2020'). Dieser hat unter Berücksichtigung des Heizwerts von 11,22 kWh/kg und der Dichte von 0,865 kg/l einen Wert von 0,31 kg CO_2e/l.

4.3 DIREKTE EMISSIONSFAKTOREN UMGESETZTER ENERGIETRÄGER

Direkte Emissionsfaktoren beziehen sich konkret auf den Brennstoffeinsatz und lassen vorgelagerte Prozesse unberücksichtigt (Fritsche und Rausch 2008).

In der vorliegenden Studie werden die in Tabelle 44 aufgeführten direkten Emissionsfaktoren verwendet, die für den EU-Emissionshandel gelten oder der Datenbank GEMIS 4.8 entnommen sind.

Bei der Konversion von CNG ist zu beachten, dass der Kohlenstoff nicht vollständig zu Kohlendioxid verbrennt, sondern auch Methan in die Umwelt entweicht. In dem verwendeten Datensatz aus GEMIS weisen die Methanemissionen einen Anteil von 3 % an den gesamten Klimawirkungen auf und werden daher berücksichtigt.

Tabelle 44: Direkte Emissionsfaktoren für die Konversion von fossilen Energieträgern

Energieträger	Emissionsfaktor [kg CO_2e]	Bezugs-größe	Quelle (Datensatz)
Erdgas	0,202	[kWh]	(Dehst 2004) (Erdgas H Verbund)
Erdgas, klimaneutral[1)]	0	[kWh]	(Sen 2012)
Heizöl, leicht	0,266	[kWh]	(Dehst 2004) (Heizöl, leicht)
Diesel	2,39	[l]	(IINAS 2013) (Pkw-Diesel-mittel-DE-2020-Basis)[2)]
Benzin	2,30	[l]	(IINAS 2013) (Pkw-Otto-mittel-DE-2020-Basis[3)]
CNG	2,82	[kg]	(IINAS 2013) (Pkw-Otto-CNG-mittel-DE-2020-Basis)[4)]

[1)] Fossiles Erdgas, dessen direkte Emissionen bei der Verbrennung über VCS-Zertifikate mit 10 %- Gold Standard klimaneutral gestellt werden.
[2)] Durchschnittsverbrauch = 5,7 l/100 km
[3)] Durchschnittsverbrauch = 6,4 l/100 km
[4)] Durchschnittsverbrauch = 0,84 kWh/P.km; spezifisches Gewicht = 0,074 kg/kWh

Die Stadtwerke Göttingen haben einen Teil ihres fossilen Erdgases in den letzten Jahren über „Verified Carbon Standard“ (VCS-Zertifikate) mit 10 % Gold Standard klimaneutral gestellt. Dabei werden die direkten Emissionen bei der Verbrennung des fossilen Erdgases klimaneutral gestellt. Die vorgelagerten Emissionen bei der Bereitstellung des fossilen Erdgases werden durch die erworbenen VCS-Zertifikate der Stadtwerke Göttingen nicht kompensiert.

Beim VCS-Standard handelt es sich um den am weitesten verbreiteten Qualitätsstandard zur Validierung und Verifizierung von freiwilligen Emissionsminderungen. Dabei werden weltweit Projekte unterstützt, die zu realen, messbaren, dauerhaften und zusätzlichen Emissionsminderungen führen. Die Ziele des VCS-Zertifikats erfüllen damit die vom Kyoto-Protokoll geforderten Kriterien und Auflagen. Im Folgenden soll der Anteil des fossilen

Erdgases, dessen direkte Emissionen durch die VCS-Zertifikate klimaneutral gestellt werden, als klimaneutrales Erdgas bezeichnet werden.

Für die Verbrennung des Biogases wird ein vollständig biogener Kohlenstoffanteils angenommen, der nicht zusätzlich zum Treibhauseffekt beiträgt. Aus diesem Grund ist der direkte Emissionsfaktor für Biogas gleich Null.

4.4 EMISSIONSFAKTOREN FÜR DEN STROM- UND WÄRMEBEZUG

Der Strom- und Wärmebezug der Stadtwerke Göttingen ist mit vorgelagerten Emissionen verbunden. Die Stadtwerke Göttingen erzeugen den überwiegenden Teil des verbrauchten Stroms nicht in eigenen Anlagen, sondern beziehen diesen Strom durch den Energieversorger E.ON. Die vorgelagerten Emissionen beim Strombezug müssen jedoch im Rahmen der betrieblichen CO_2e-Bilanzierung im Scope 2 berücksichtigt werden – auch wenn sie im Verantwortungsbereich des Fremdunternehmens entstehen. Neben Strom beziehen die Stadtwerke auch einen Teil ihrer erzeugten Fernwärme aus dem HKW Godehardstraße zur Versorgung des Verwaltungsgebäudes. Die vorgelagerten Emissionen bei der Fernwärmeerzeugung im HKW Godehardstraße müssen ebenfalls im Scope 2 Berücksichtigung finden. Dazu werden im Folgenden die Emissionsfaktoren für den Strom- und Wärmebezug der Stadtwerke Göttingen berechnet.

4.4.1 E.ON-ÖKOSTROM

Die Stadtwerke Göttingen haben in den letzten Jahren begonnen, sukzessive ihren Fremdstrombezug auf Ökostrom-Produkte umzustellen. Deshalb stellt sich im Rahmen der betrieblichen THG-Bilanzierung die Frage, wie der Ökostrom im Rahmen dieser Basisstudie hinsichtlich der Freisetzung von THG-Emissionen bewertet werden kann.

Im Folgenden soll zunächst der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus dem deutschen Strommix erneuerbarer Energien aus dem Jahr 2012 bestimmt werden. Dieser Emissionsfaktor wird nicht für die Bestimmung des Emissionsfaktors für die Stromerzeugung aus dem E.ON-Ökostrom Tarif benötigt, da dieser aus 100 % Wasserkraft bereitgestellt wird. Jedoch dient der ermittelte Emissionsfaktor als Grundlage für die Berechnung des Emissionsfaktors des E.ON Strommix im Kapitel 4.4.2.

Im Normalfall wird der Strom aus erneuerbaren Energien durch die Lebenszyklus-Emissionen inklusive der Vorketten bewertet. Bei erneuerbaren Energien entstehen keine direkten Emissionen bei der Stromerzeugung, sondern nur vorgelagerte und nachgelagerte Emissionen außerhalb des direkten Anlagenbetriebs bei der Herstellung, der Energieträgerbereitstellung und der Entsorgung der Anlagen. Zur Ableitung der Emissionsfaktoren dienen die beiden Ökobilanzdatenbanken GEMIS 4.8 und Ecoinvent 2.2. Bei der ökologischen Bewertung erneuerbarer Energien wird zur Emissionsbilanzierung der methodische Ansatz der Lebenszyklusanalyse angewendet. In der Regel werden dabei nicht

alle klimaschädlichen Luftschadstoffe berücksichtigt, sondern Kohlendioxid, Methan und Distickstoffmonoxid. In den Ökobilanzdatenbanken gibt es eine Vielzahl an unterschiedlichen Emissionsfaktoren für erneuerbare Energien, die sich zum Teil für die gleiche Stromerzeugungstechnologie in ihrer Höhe erheblich unterscheiden. Unsicherheitsfaktoren sind dabei vor allem die unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Wirkungsgrade, eingesetzten Technologien und der Systemgrenzen. Die Auswahl der Emissionsfaktoren für erneuerbare Energien muss folglich die Annahmen und Systemgrenzen der zugrunde liegenden Studie berücksichtigen, um die quantitativen Unsicherheiten der Ergebnisse zu minimieren. Die Grundlage für die folgende Berechnung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung aus dem Strommix erneuerbarer Energien bilden die Ausführungen nach Memmler et al. (2009). Die Emissionsfaktoren aus Memmler et al. (2009) werden entsprechend den derzeit verfügbaren Emissionsfaktoren aus der GEMIS-Datenbank aktualisiert. Falls keine entsprechenden Emissionsfaktoren in der GEMIS-Datenbank aufgeführt werden, werden die Emissionsfaktoren aus Memmler et al. (2009) übernommen. Im Folgenden werden die verwendeten Datenquellen und die wichtigsten Annahmen zur Ermittlung der Gesamtemissionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgelistet und kurz erläutert:

Wasserkraft: Der Emissionsfaktor für Wasserkraft wird der GEMIS Datenbank entnommen (Wasser-KW-gross-DE-2010 nach IINAS 2013).

Windkraft: Der Emissionsfaktor für Windkraft wird ebenfalls der GEMIS Datenbank entnommen (Wind-KW-DE-2010_Binnenland). Hierbei handelt es sich um Wind-Energie-Anlagen im Binnenland der Bundesrepublik Deutschland mit einer elektrischen Nennleistung von 2,2 MW. Die angenommene elektrische Nennleistung liegt höher als beim repräsentativen Windkraftmix aus dem Jahre 2010. Der höhere Ertrag der Anlage wird jedoch zum Teil durch den stofflichen Mehraufwand durch die größeren Nabenhöhen und Rotordurchmesser kompensiert.

Photovoltaik: Als Datensatz für die Emissionen der Stromerzeugung aus Photovoltaik wird vereinfachend ein GEMIS-Datensatz für eine multi-kristalline PV-Anlage mit einer Peakleistung von 3,168 kW angenommen (Solar-PV-multi-Rahmen-mit-Rack-DE-2010 nach IINAS 2013). Dabei ist die durchschnittliche Einstrahlung von Deutschland in Höhe von 1.000 kWh/(m^2a) angesetzt. Bezogen auf die solare Einstrahlung beträgt der Nutzungsgrad der Photovoltaikmodule 11 %.

Geothermie: Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus Geothermie wird ebenfalls der GEMIS-Datenbank entnommen (Geothermie-KW-ORC-DE-2010 nach IINAS 2013). Dem Prozess ist ein geothermisches Dampfturbinenkraftwerk mit einem integrierten ORC-Prozess inkl. 1000 m Bohrung zugrunde gelegt. Dies ist lediglich eine einfache Abschätzung des Emissionsfaktors, da die derzeitige Stromerzeugung aus Geothermie durch einzelne Pilotprojekte realisiert wird und derzeit im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien eine sehr untergeordnete Rolle spielt.

Biogene Festbrennstoffe: Die Stromerzeugung aus biogenen Festbrennstoffe erfolgt in Deutschland überwiegend durch Altholzkraftwerke und Biomasse-Heizkraftwerke, die kein oder nur gering belastetes Altholz verbrennen. In Anlehnung an Memmler et al. (2009) werden entsprechende Emissionsfaktoren der GEMIS-Datenbank herangezogen und eine Allokation nach der finnischen Methode vorgenommen.

Flüssige Biomasse: Der Großteil der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird durch Palmöl-BHKW-Großanlagen (> 1 MW) erzeugt (Palmöl-BHKW-gross-de-2010 nach IINAS 2013). Dementsprechend soll als Emissionsfaktor der GEMIS-Datensatz für ein großes Palmöl-BHKW herangezogen werden. Die Allokation von Strom und Wärme wird auf Basis der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (IEA-Methode) durchgeführt, nach der die CO_2e-Emissionen proportional nach dem Verhältnis der erzeugten Kuppelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt werden.

Biogas: Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus Biogas wird aus Memmler et al. (2009) übernommen. Die Emissionen bei der Stromerzeugung aus Biogas sind von vielfältigen Faktoren abhängig. In Abhängigkeit von den verwendeten Substrate und den damit einhergehenden landwirtschaftlichen Vorketten bestehen erhebliche Unterschiede bei den Emissionen. Des Weiteren müssen die jeweilige Aufbereitung, Lagerung und der Transport des Biogases in das Treibhauspotenzial mit einbezogen werden. Aber auch die verwendete Technologie hat entscheidenden Einfluss auf die THG-Emissionen bei der Stromerzeugung aus Biogas. Die GEMIS-Datenbank enthält eine Vielzahl an Emissionsfaktoren, die sich auf einzelne Substratarten und Technologien beziehen. Für den gesamten deutschen Anlagenbestand repräsentative Daten liegen jedoch in den Ökobilanzdatenbanken derzeitig nicht vor, so dass der Emissionsfaktor der Stromerzeugung aus Biogas aus Memmler et al. entnommen wird. Dabei wurde der deutsche Mix am gesamten Substrateinsatz deutscher Biogasanlagen berücksichtigt. Die Allokation von Strom und Wärme wurde über Bezugnahme auf Referenzkraftwerke bei ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung (Finnische Methode) erzielt.

Klärgas: Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus Klärgas wird ebenfalls aus der GEMIS-Datenbank bezogen (Klärgas-BHKW-GM-200-OxKat-2010/brutto nach IINAS 2013). Es wird zur Stromerzeugung aus Deponiegas ein Mager-Gasmotor eingesetzt.

Deponiegas: Für die Stromerzeugung aus Deponiegas wird der Emissionsfaktor aus der GEMIS-Datenbank bezogen (Deponiegas-BHKW-GM 1 MW-2010/brutto nach IINAS 2013). Als Technologie wird analog zur Stromgewinnung aus Klärgas ein BHKW mit Mager-Gasmotor eingesetzt.

Biogener Anteil des Abfalls: Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen wird aus Memmler et al. (2009) entnommen. Dabei werden die Emissionen aus der Vorkette gleich Null gesetzt und die Aufwendungen für die Herstellung

der Anlage nicht berücksichtigt, da diese über den gesamten Lebenszyklus nur geringe Emissionen verursachen.

Alle verwendeten Emissionsfaktoren zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind noch einmal in Tabelle 45 aufgelistet. Der Emissionsfaktor der Stromerzeugung aus dem repräsentativen deutschen Strommix erneuerbarer Energien ergibt sich über den gewichteten Durchschnitt der oben aufgeführten Emissionsfaktoren der einzelnen Stromerzeugungstechnologien. Die Gewichtung wird anhand der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus dem Jahre 2012 vorgenommen (AGEE-Stat 2013). Es ergibt sich somit ein Emissionsfaktor in Höhe von 64,65 g CO_2e/kWh als repräsentativer Wert für den Mix erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland. Dieser Emissionsfaktor wird im folgenden Abschnitt 4.4.2 zur Berechnung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung aus dem E.ON-Standardmix verwendet. Im Gegensatz zum E.ON-Standardmix wird der Strom aus dem E.ON-Ökostrom-Tarif aus 100 % Wasserkraft gewonnen. Der spezifische Emissionsfaktor ergibt sich somit zu 38,86 g CO_2e/kWh.

Ohne entsprechende Qualitätsnachweise führen Ökostrom-Produkte in der Regel nicht zu einer Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sondern lediglich zu einer Umverteilung. Der Ökostrom wird dann aus ohnehin produzierenden Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) bezogen und schafft somit keine Zusätzlichkeit in Form von Neuanlagen.

Beim E.ON-Ökostrom-Tarif werden 24,1 % des Stroms aus erneuerbaren Energieanlagen erzeugt, die nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden (E.ON 2013). Bei den Sonstigen Erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 75,9 % handelt es sich um EE-Anlagen, die nach dem EEG nicht förderfähig sind oder wie im Falle der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 nicht in der jeweiligen Anlage nach EEG gefördert werden. Beim E.ON-Ökostrom-Tarif wird es sich überwiegend um Altanlagen handeln, die aufgrund ihres Inbetriebnahmedatums und der bisherigen Nutzungsdauer nicht durch das EEG gefördert werden.

Tabelle 45: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Primär-energieträger	Anteil an der Strom-erzeugung aus EE [%]	Emissions-faktor [g CO_2e/kWh]	Quelle (Datensatz)
Wasserkraft	15,6	38,86	(IINAS 2013) (Wasser-KW-gross-DE-2010)
Windkraft	33,80	9,18	(IINAS 2013) (Wind-KW-DE-2010_Binnenland)
Photovoltaik	20,57	61,50	(IINAS 2013) (Solar-PV-multi-Rahmen-mit-Rack-DE-2010)
Geothermie	0,02	91,76	(IINAS 2013) (Geothermie-KW-ORC-DE-2010)
Biogene Festbrennstoffe	9,18	17,57	(Memmler et al. 2009)
Biogene flüssige Brennstoffe	0,81	329,11	(IINAS 2013) (Palmöl-BHKW-gross-de-2010)
Biogas	15,06	233,56	(Memmler et al. 2009)
Klärgas	0,96	2,94	(IINAS 2013) (Deponiegas-BHKW-GM 1 MW-2010/brutto)
Deponiegas	0,40	2,94	(IINAS 2013) (Deponiegas-BHKW-GM 1 MW-2010/brutto)
Biogener Anteil des Abfalls	3,60	23,23	(Memmler et al. 2009)
Summe bzw. gewichteter Durchschnitt	100,00	64,65	

Um eine Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und nicht nur eine Umverteilung sicherzustellen, gibt es verschiedene Gütekennzeichnungen (z.B. OK-Power-Label, Grüner Strom-Label), die gewisse Kriterien an die Stromerzeugung der erneuerbaren Energieanlagen stellen und somit die Zusätzlichkeit der Anlagen garantieren sollen. Der zusätzliche Umweltnutzen des Ökostromes sollte sich auch in dem jeweiligen spezifischen Emissionsfaktor widerspiegeln. Ein anerkanntes Verfahren zur Berechnung der spezifischen Emissionsfaktoren ist, dass Altanlagen als nicht CO_2-mindernd angerechnet und mit dem

deutschlandweiten Strommix (hier: E.ON Residualmix) bewertet werden (Pehnt et al. 2009). Der Emissionsfaktor ergibt sich damit zu:

$$e_{E.ON_ÖkoStrom} = (0{,}759 \cdot 353 + 0{,}241 \cdot 38{,}86)\ \frac{g\ CO_{2e}}{kWh} = 277{,}3\ \frac{g\ CO_{2e}}{kWh}$$

Der hohe Emissionsfaktor des Stroms aus dem E.ON-Ökostrom-Tarif resultiert aus dem hohen Anteil aus Altanlagen. Die Berechnung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung aus dem E.ON-Ökostrom-Tarif unter Berücksichtigung der Anlagenstruktur soll die notwendige Transparenz schaffen, den ökologischen Nutzen durch die Umstellung auf Ökostrom-Produkte bewerten zu können. Bei der Bestimmung der CO_2e-Emissionen für die Zertifizierung nach dem SCC-Standard soll die „konventionelle“ ökologische Bewertung erneuerbarer Energien mit dem Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus Wasserkraft von 38,86 g CO_2e/kWh herangezogen werden, da der Strom des E.ON-Ökostrom-Tarifs aus 100 % Wasserkraft erzeugt wird.

4.4.2 E.ON STROMMIX

Die Stadtwerke Göttingen bezogen in den Jahren 2011 und 2012 den Großteil des Stroms zum Betrieb ihrer Anlagen und zur Versorgung des Verwaltungsgebäudes aus dem E.ON-Sonderkunden-Tarif und dem E.ON-OptimalStrom-Tarif. Der Strom wird aus dem konventionellen E.ON Residualmix zur Verfügung gestellt. Tabelle 46 listet die Zusammensetzung des E.ON Residualmixes und die Emissionsfaktoren für die verschiedenen Stromgewinnungsarten auf. Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird aus dem vorangehenden Kapitel auf Grundlage des deutschlandweiten Strommix erneuerbarer Energien entnommen (siehe Tabelle 45). Der Emissionsfaktor für den konventionellen E.ON Strommix ergibt sich somit zu 351,6 g CO_{2e}/kWh.

Die genannten Emissionsfaktoren setzen sich aus den direkten und den indirekten Emissionen der vorgelagerten Wertschöpfungsketten zusammen. Bei den direkten Emissionen handelt es sich um die Emissionen aus dem reinen Anlagenbetrieb. Diese bestehen bei fossil-befeuerten Kraftwerken hauptsächlich aus den Emissionen bei der Verbrennung der fossilen Energieträger. Daraus ergeben sich auch die hohen Unterschiede der Emissionsfaktoren zwischen den eingesetzten fossilen Stromerzeugungsarten (Braunkohle ⇔ Erdgas). Die direkten Emissionen sind maßgeblich vom Wirkungsgrad des Kraftwerks abhängig, so dass nicht eine repräsentative Einzelanlage, sondern der durchschnittliche Anlagenbestand in Deutschland zugrunde gelegt wird.

Die indirekten Emissionen werden über die Vorketten der fossilen Energiebereitstellung mithilfe der Ökobilanz-Datenbanken Ecoinvent 2.2 und GEMIS 4.8 berechnet. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie bereits im vorhergehenden Kapitel beschrieben, sollte die Bewertung von Altanlagen nach dem repräsentativen Erzeugungsmix Deutschlands berücksichtigen. Die Unterschiede zwischen der „konventionellen“ Bewertung und der Bewertung unter Berücksichtigung der Anlagenaltersstruktur kann beim E.ON

Residualmix aufgrund des geringen Anteils an Sonstigen Erneuerbaren Energien in Höhe von 0,7 % vernachlässigt werden. Es ergeben sich nur geringe Unterschiede bei den Emissionsfaktoren (351,6 g CO_2e/kWh ⇔ 353 g CO_2e/kWh). Im Folgenden werden kurz die Emissionsfaktoren der einzelnen Stromerzeugungstechnologien, die zur Stromerzeugung des E.ON Residualmix dienen, beschrieben:

Erneuerbare Energien (gefördert nach EEG): Es wird der gesamtdeutsche Stromerzeugungsmix erneuerbarer Energien aus dem vorherigen Kapitel zugrunde gelegt.

Sonstige Erneuerbare Energien: Es soll im Folgenden keine Unterscheidung aufgrund der Altersstruktur der Anlagen erneuerbarer Energien vorgenommen werden, sodass der gesamtdeutsche Stromerzeugungsmix erneuerbarer Energien aus dem vorherigen Kapitel verwendet wird.

Tabelle 46: Emissionsfaktoren des E.ON Residualmix der Stromerzeugung

Primärenergieträger	Anteil am E.ON Residualmix 2011 [%]	Emissionsfaktor [g CO_2e/kWh]	Quelle
Erneuerbare Energien, gefördert nach EEG	24,1	64,65	Eigene Berechnung (siehe Kap. 4.4.1)
Sonstige Erneuerbare Energien	0,8	64,65	Eigene Berechnung (siehe Kap. 4.4.1)
Erdgas	9,0	411,5	(Memmler et al. 2009) (E.ON 2013)
Braunkohle	5,7	1085,2	(Memmler et al. 2009) (E.ON 2013)
Steinkohle	25,6	833,6	(Memmler et al. 2009) (E.ON 2013)
Sonstige fossile Energie[1)]	1,9	698,2	(Memmler et al. 2009) (E.ON 2013)
Kernenergie	32,8	32,0	(Fritsche et al. 2007) (E.ON 2013)
Summe bzw. gewichteter Durchschnitt	100	351,6	

[1)] überwiegend Strom aus Ölkraftwerken

Die Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossil-befeuerten Kraftwerken erfolgt über die Emissionsfaktoren aus Memmler et al. (2009). Dabei werden zunächst die Brennstoffausnutzungsgrade der fossilen Kraftwerke über das Verhältnis aus bereitgestellter

Wärme und/oder Elektrizität und dem Brennstoffeinsatz berechnet. Aus den brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren werden anschließend die direkten Emissionen der fossilen Stromerzeugung abgeleitet. Die Berechnung der Emissionen für die Vorketten der fossilen Stromerzeugung wird aus der GEMIS-Datenbank bezogen.

Die Tabelle 46 zeigt die Übersicht über die verwendete Zusammensetzung des Emissionsfaktors für die Stromerzeugung aus dem E.ON Residualmix. Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus dem deutschen Strommix liegt nach Icha (2013) mit 576 g CO_2e/kWh erheblich über dem ermittelten Emissionsfaktor für den E.ON Residualmix. Der niedrige Emissionsfaktor des E.ON Residualmix kann auf den hohen Anteil der Stromerzeugung aus Kernenergie zurückgeführt werden. Im Vergleich zum repräsentativen Stromerzeugungsmix Deutschlands wird mit 32,8 % ein großer Anteil der Stromerzeugung im E.ON Residualmix über Kernenergie bereitgestellt (Stand: 2011). Im gleichen Zeitraum lag der Anteil der Bruttostromerzeugung aus Kernenergie nach Kiesel (2013) im bundesdeutschen Strommix bei 17,6 %. Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist zwar mit keinen direkten Emissionen verbunden, aber die Endlagerproblematik nuklearen Abfalls und die Reaktorsicherheit sind offene Fragen. Bei der Stromerzeugung nach dem E.ON Residualmix entstehen größere Mengen an radioaktiven Abfällen als im bundesdeutschen Durchschnitt (0,9 g/MWh ⇔ 0,5 g/MWh) (E.ON 2013).

Die Stromtarife E.ON-OptimalStrom und E.ON-Sonderkundentarif basieren, wie bereits oben aufgezeigt, auf dem gleichen Stromerzeugungsmix. Im Folgenden wird daher Strom aus den beiden Stromtarifen E.ON-OptimalStrom und E.ON-Sonderkundentarif mit dem einheitlichen Emissionsfaktor von 351,6 g CO_2e/kWh bilanziert.

4.4.3 WÄRME AUS GASHEIZUNG

Für die Beheizung der Arbeitsräume im Parkhaus Groner Tor bezieht die Stadtwerke Göttingen Wärme aus der Gasheizung eines benachbarten Bürogebäudes. Der Wärme wird ein Emissionsfaktor aus der Datenbank GEMIS hinterlegt. Gemäß des Datensatzes ‚Gas-Heizung-DE-2020' werden 0,264 kg CO_2e/kWh Wärme angesetzt (IINAS 2013).

4.5 EMISSIONSFAKTOREN FÜR PRODUKTE DER STADTWERKE GÖTTINGEN AG

Die einzelnen Sektoren der Stadtwerke Göttingen AG beziehen untereinander Produkte. Hierzu zählen Erdgas, Fernwärme, Strom aus erneuerbaren Energien, CNG und Trinkwasser. Für diese Produkte werden in den folgenden Abschnitten die produktbezogenen THG-Emissionen, die Product Carbon Footprints, ermittelt.

4.5.1 ERDGAS

Der Emissionsfaktor für die Erdgasbereitstellung durch die Stadtwerke Göttingen basiert auf den in Abschnitt 3.2 beschriebenen Stoffflüssen für die Gasversorgung und wird in Tabelle 47 hergeleitet. Für die Emissionsfaktoren der einzelnen Stoffströme wird auf die entsprechenden Abschnitte verwiesen. Der Emissionsfaktor für die Bereitstellung des Erdgases durch die Stadtwerke Göttingen wird jeweils für die Jahre 2011 und 2012 erstellt. Die THG-Emissionen gelten hierbei für die gesamte durchgeleitete Erdgasmenge inkl. Fremdbezug.

Tabelle 47: Berechnung des Emissionsfaktors für die Bereitstellung von Erdgas durch die Stadtwerke Göttingen

		2011	2012
Materialbereitstellung und vorgelagerte Prozesse			
Erdgas aus Hochdruckleitung	[kg CO_2e/a]	45.929.996,03	47.679.613,39
Odorierungsmittel (inkl. Transport)	[kg CO_2e/a]	9.805,47	6.932,43
E.ON-Ökostrom	[kg CO_2e/a]	-	1.169,26
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e/a]	19.717 ,58	7.162,50
Trinkwasser	[kg CO_2e/a]	2,40	11,20
Erdgasvorwärmung	[kg CO_2e/a]	508.190,59	475.919,27
Summe	[kg CO_2e/a]	46.447.994,49	48.170.808,05
Bereitgestellte Produktmenge[1)]	[kg CO_2e/a]	1.698.595.169	1.763.555.571
Emissionsfaktor	[kg CO_2e/kWh]	0,027	0,027

[1)] Unter Einbezug der für die Bereitstellung genutzte Erdgasmenge (Eigenverbrauch)

Der Emissionsfaktor für das von den Stadtwerken Göttingen bereitgestellte Erdgas unterscheidet sich nicht von dem des bezogenen Erdgases aus der Hochdruckleitung. Die Aufwendungen für die Druckregulierung und Odorierung sind so gering, dass kein Effekt auf den Emissionsfaktor des bereitgestellten Erdgases darstellbar ist.

4.5.2 WÄRME AUS KWK-ANLAGEN

Die Stadtwerke Göttingen betreiben drei KWK-Anlagen Godehardstraße, Zietenterrassen und Kiesseekarree. Im HKW Godehardstraße wird ein Teil der erzeugten Fernwärme zur Beheizung des nahe gelegenen Verwaltungsgebäudes genutzt. Um die CO_2e-Bilanzierung nach den zuvor genannten Geschäftsbereichen gesondert durchführen zu können, muss diese Fernwärme mithilfe eines THG-Emissionsfaktors bewertet werden. Bei KWK-Anlagen besteht grundsätzlich die Herausforderung, in wieweit die verursachten Emissionen auf die beiden Kuppelprodukte elektrische Arbeit und Nutzwärme aufgeteilt werden. In der Literatur werden verschiedene Allokationsmethoden für die CO_2e-Emissionen von Strom und Wärme diskutiert (Fritsche und Rausch 2008; Mauch et al. 2010). Prinzipiell können die folgenden Verfahren zum Umgang mit Kuppelprodukten unterschieden werden:

- Allokation der THG-Emissionen entsprechend den elektrischen und thermischen Wirkungsgraden (IEA- und Wirkungsgradmethode),
- Aufteilung der THG-Emissionen mithilfe von Referenzkraftwerken bei ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung (Finnische Methode) und
- Berücksichtigung der getrennten Produktion von Strom und Wärme (Strom- und Wärmegutschrift).

Das HKW Godehardstraße wird wärmegeführt betrieben, da sich die Leistungsabgabe des HKWs nach dem lokalen Wärmebedarf der an das Fernwärmenetz angeschlossenen Endkunden richtet. In diesem Fall bietet sich das Verfahren der Stromgutschrift an. Dabei wird das gekoppelte System zunächst in zwei getrennte Systeme der Wärme- und Stromerzeugung aufgeteilt. Bei der Gutschriftenmethode wird ein Referenzsystem betrachtet, bei dem eine separate Produktion von Wärme und Strom durchgeführt wird. Bei Verwendung einer Stromgutschrift sollen zunächst alle Emissionen, die bei der Verbrennung der fossilen Energieträger entstehen, der Wärmeproduktion zugeordnet werden. Das HKW Godehardstraße wurde im Jahr 2011 überwiegend mit fossilem Erdgas betrieben. Zu den Spitzenlastzeiten wurde Heizöl zugefeuert. Neben den fossilen Primärenergieträgern wurde zum Betrieb des HKWs Godehardstraße Strom über den E.ON-Sonderkundentarif bezogen. Am Standort Godehardstraße wird darüber hinaus ein thermischer Sonnenkollektor zur Erhöhung der Rücklauftemperatur eingesetzt. Im Jahr 2011 konnte durch den Einsatz des solarthermischen Sonnenkollektors ein Beitrag zur Wärmebereitstellung in Höhe von 75.444 kWh geleistet werden (Jahr 2012: 42.077 kWh). Der Emissionsfaktor für die Warmwassergewinnung wird der GEMIS-Datenbank entnommen[12]. Es handelt sich hierbei um einen Flachkollektor inkl. Pumpe und Speicher.

Abbildung 1 zeigt aus welchen Anteilen sich der Emissionsfaktor vor Abzug der Stromgutschrift für die Wärmeerzeugung einer Kilowattstunde Nutzwärme zusammensetzt.

---

[12] Datensatz: ‚SolarKollektor-Flach-DE-2020‘

Die größten Anteile der spezifischen Emissionen werden durch die Bereitstellung des Gas-Union-Erdgases (40 g CO_2e/kWh_{th}) und durch die direkten Emissionen bei der Verbrennung des Erdgases bzw. des Heizöls (290 g CO_2e/kWh_{th}) verursacht. Die restlichen spezifischen THG-Emissionen ergeben sich aus der Bereitstellung des Stroms, des Heizöls, des Trinkwassers und der Wärmeerzeugung des installierten Solarkollektors (30 g CO_2e/kWh_{th}). Die spezifischen Emissionen belaufen sich somit im Jahr 2011 auf 360 g CO_2e/ kWh_{th}.

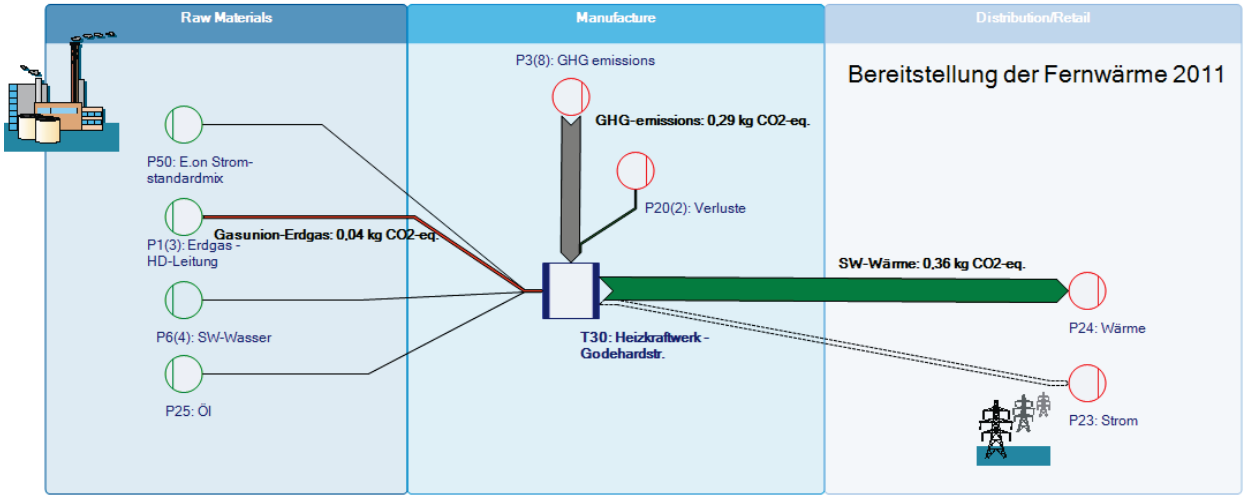

Abbildung 1: Sankey-Diagramm zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Fernwärmebereitstellung im HKW Godehardstraße

Neben der Bereitstellung der Fernwärme wird in dem HKW Strom erzeugt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Im Jahr 2011 wies das HKW Godehardstraße eine Stromkennzahl[13] σ von 0,137 auf (siehe Abschnitt 3.3.1). Die Berechnung der Stromgutschrift erfolgt über die Stromkennzahl und den Emissionsfaktor des E.ON Residualmix. Der spezifische Emissionsfaktor $e_{\text{Fernwärme}}$ unter Berücksichtigung der Stromgutschrift ergibt sich für das HKW Godehardstraße im Jahr 2011 folglich zu:

$$e_{\text{Fernwärme}} = (360 - 0{,}137 \cdot 351{,}6)\frac{\text{g CO}_{2\text{e}}}{\text{kWh}} = 311\frac{\text{g CO}_{2\text{e}}}{\text{kWh}}$$

Im Jahr 2012 sinken die spezifischen Emissionen bei der Fernwärmeerzeugung aufgrund der höheren Stromkennzahl σ = 0,267 und dem Einsatz von Biogas auf 217 g CO_2e/kWh.

Zum Vergleich soll die Stromgutschrift unter Berücksichtigung des deutschlandweit repräsentativen Strommixes erfolgen. Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus dem deutschen Strommix liegt nach Icha (2013) mit 576 g CO_2e/kWh erheblich über dem ermittelten Emissionsfaktor für den E.ON Residualmix. Über den höheren Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus dem deutschen Strommix fallen die spezifischen Emissionen bei der Fernwärmeerzeugung deutlich geringer aus. Es ergibt sich analog zur oberen Berechnung

[13] Als Stromkennzahl σ wird das Verhältnis von elektrischer Leistung zum Nutzwärmestrom bezeichnet.

im Jahr 2011 ein Emissionsfaktor für die Bereitstellung der Fernwärme in Höhe von 281 g CO_2e/kWh (Jahr 2012: 157 g CO_2e/kWh).

Durch die Stromgutschrift wird das Kuppelprodukt Fernwärme begünstigt. Dieser Effekt ist jedoch aufgrund des wärmegeführten Einsatzes des HKWs Godehardstraße durchaus zu rechtfertigen. Denn die Hauptaufgabe dieses HKWs liegt in der Fernwärmeversorgung der angeschlossenen Endkunden.

4.5.3 STROM AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN

Die Stadtwerke Göttingen betreiben Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft und solarer Energie (siehe Abschnitt 3.5). Der eingespeiste Strom wird zum Teil am Verwaltungsstandort und in den Anlagen zur Wasserversorgung genutzt. Wie bereits vorher an mehreren Stellen erläutert wurde, sind mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Regel keine direkten THG-Emissionen verbunden. Aus diesem Grund nimmt vor dem Hintergrund des gesamten Lebenszyklus die Bedeutung der Materialvorleistungen für den Anlagenbau in dem Maße zu, dass diese bei der Bilanzierung der Treibhausgase berücksichtigt werden sollten. Die realen Materialzusammensetzungen der Anlagen werden im Rahmen dieser Studie aufgrund des Erhebungsaufwandes nicht analysiert. Stattdessen wird auf Datensätze aus GEMIS zurückgegriffen, die die Materialaufwendungen der Anlagenkomponenten abschätzen.

Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung aus den beiden Wasserkraftanlagen Weende und Stegemühle wird aus dem Datensatz , Wasser-KW-klein-DE-2000‘ der GEMIS-Datenbank bezogen. Der Emissionsfaktor beträgt 1,38 g CO_2e/kWh.

Für die Photovoltaik-Anlage wird der Emissionsfaktor des Datensatzes ‚Solar-PV-Multi-Rahmen-mit-Rack-DE-2020‘ verwendet, bei dem die Anlage durch 20 Modulen je 165 W Nennleistung charakterisiert ist (siehe IINAS 2013). Unter diesen Annahmen sind mit der Bereitstellung von 1 kWh elektrische Energie 0,090 kg CO_2e verbunden.

4.5.4 CNG

Die Stadtwerke Göttingen betreiben zwei Erdgastankstellen zur Bereitstellung von Compressed Natural Gas (CNG) für den Betrieb von Erdgasfahrzeugen. Im Folgenden werden die THG-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette bei der Bereitstellung des CNGs bestimmt. Das Erdgas an den beiden Erdgastankstellen wird vor Ort aus dem Gasversorgungsnetz der Stadtwerke Göttingen bezogen. Die vorgelagerten Emissionen bei der Gewinnung, Aufbereitung und dem Transport des Erdgases werden über den in Abschnitt 4.1.1 bestimmten Emissionsfaktor in Höhe von 0,027 kg CO_2e/kWh berücksichtigt. Ab dem 01.05.2012 wird das gesamte fossile Erdgas zum Betrieb der beiden Erdgastankstellen über „Verified Carbon Standard“ (VCS-Zertifikate) mit 10 % - Gold Standard klimaneutral gestellt. Dabei werden die direkten Emissionen bei der Verbrennung

des fossilen Erdgases neutralisiert. Die vorgelagerten Emissionen zur Bereitstellung des fossilen Erdgases werden durch die erworbenen VCS-Zertifikate der Stadtwerke Göttingen nicht kompensiert. Folglich hat die Umstellung auf klimaneutrales Erdgas keinerlei Auswirkungen auf die Bestimmung des Emissionsfaktors für die Bereitstellung des CNGs an den beiden Erdgastankstellen.

Zur Kompression des Erdgases werden Verdichteranlagen mit Strom betrieben. Der Strom wird über den E.ON-Sonderkundentarif bezogen. Abbildung 2 zeigt aus welchen Anteilen sich der Emissionsfaktor für die Bereitstellung des CNGs zusammensetzt. Ungefähr 2/3 der Emissionen werden durch die Bereitstellung des Erdgases aus dem Gasnetz der Stadtwerke Göttingen verursacht. Der restliche Anteil wird durch die Bereitstellung des Stroms zum Betrieb der Verdichter hervorgerufen. Es ergibt sich somit im Jahr 2011 ein Emissionsfaktor zur Bereitstellung des CNGs in Höhe von 0,51 kg CO_2e/kg_{CNG} (Jahr 2012: 0,59 kg CO_2e/kg_{CNG}).

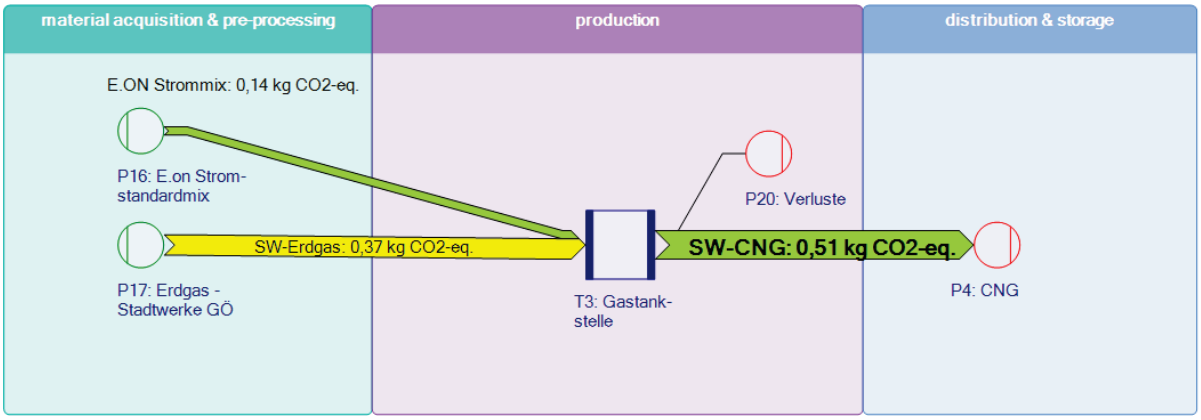

Abbildung 2: Emissionsfaktor zur Bereitstellung von CNG 2011

4.5.5 TRINKWASSER

Die Stadtwerke Göttingen versorgen über ein knapp 500 km langes Trinkwassernetz ihre Kunden mit über 7,3 Mio. m³ Trinkwasser pro Jahr. Seit über 30 Jahren beziehen die Stadtwerke Göttingen den Großteil (80 %) des Trinkwassers über einen langfristigen Liefervertrag mit den Harzwasserwerken von der Sösetalsperre im Harz. Die restlichen 20 % werden in den drei Wassergewinnungsanlagen Springmühle, Stegemühle und Weendespring bezogen. Neben den drei Wassergewinnungsanlagen werden zahlreiche weitere Anlagen zur Wasserbevorratung und Wasseranalyse betrieben. Der Betrieb der Wasserversorgungsanlagen ist mit dem Einsatz von Elektrizität und Erdgas verbunden. Der Strom wird über den E.ON-Standardstrom und den E.ON-Sonderkundentarif bezogen. Seit Mitte 2012 werden der Strombezug der Wasserversorgungsanlagen sukzessive auf den E.ON-Ökostrom-Tarif umgestellt. Bei der Wassergewinnungsanlage Stegemühle werden rund 40 – 50 % des Elektrizitätsbedarfs durch die Wasserkraftanlage vor Ort bereitgestellt.

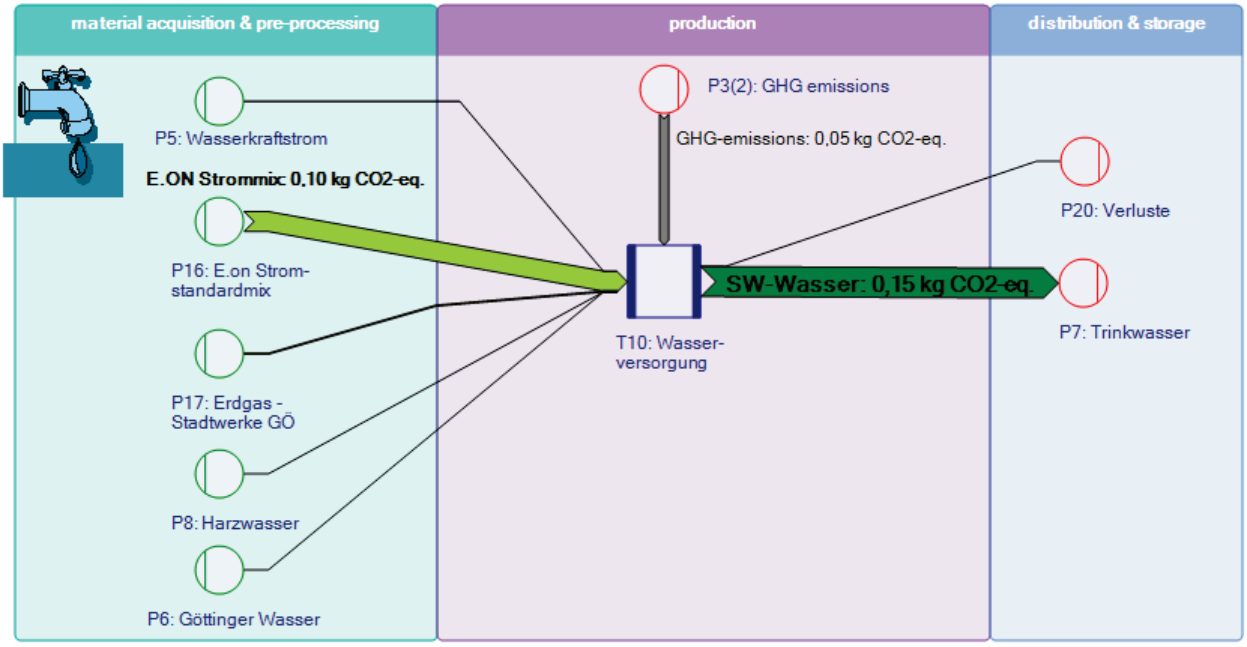

Abbildung 3: Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Trinkwasser 2011

Abbildung 3 zeigt aus welchen Anteilen sich der Emissionsfaktor für die Bereitstellung des Trinkwassers zusammensetzt. Ein Großteil der Emissionen (> 66 %) kann auf die Bereitstellung des Stroms aus dem E.ON-Standardstrom zurückgeführt werden. Für das Jahr 2011 ergibt sich ein Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Trinkwasser von 0,15 kg CO_2e/m^3 Trinkwasser. Durch die Umstellung des Strombezugs auf den E.ON-Ökostromtarif und Effizienzsteigerungen sinkt der Emissionsfaktor im Jahr 2012 geringfügig auf 0,14 kg CO_2e/m^3 Trinkwasser.

4.6 EMISSIONSFAKTOREN FÜR DEN GÜTER- UND PERSONENTRANSPORT

Die Emissionsfaktoren für den Güter- und Personentransport werden überwiegend aus der Datenbank GEMIS entnommen. Die Emissionsfaktoren für den Personentransport mit Motorrad und mit LPG betriebenen PKWs liegen weder in der GEMIS noch in der Ecoinvent-Datenbank vor, so dass diese aus den Studien von Wiedemann (2005) sowie Wieser und Kurzwell (2004) entnommen werden. Die berechneten THG-Emissionen für den Personentransport mit der Bahn unterscheiden sich zwischen Nah- und Fernverkehr. Die Emissionen für den Fernverkehr werden jeweils für jeden Zielort mit dem CO_2-Rechner der Deutschen Bahn AG, dem UmweltMobilCheck, berechnet (siehe Tabelle 61 im Anhang). Der methodische Ansatz mit den hinterlegten Parametern ist in der Studie von Knörr (2011) beschrieben. Wichtige Parameter, die bei der Berechnung der THG-Emissionen berücksichtigt werden, sind Zuggattung, Betriebsart, Geschwindigkeitsklassen und Auslastung. Über Datenbanken könnten diese spezifischen Faktoren für die unterschiedlichen Anfahrtsorte nicht so detailliert abgebildet werden, so dass aus diesem Grund der UmweltMobilCheck-Rechner der Deutschen Bahn AG verwendet wird. Bei dem Nahverkehr liegen allerdings nicht die Abfahrt- und Zielorte, sondern nur die Distanz vor. Aus

diesem Grund wird für die Berechnung der THG-Emissionen ein kilometerbezogener Emissionsfaktor aus GEMIS genutzt.

Tabelle 47 gibt einen Überblick über die Emissionsfaktoren im Bereich des Güter- und Personentransportes.

Tabelle 48: Emissionsfaktoren für den Güter- und Personentransport

Transportmittel	Emissionsfaktor [kg CO_2e/P.km]	Quelle (Datensatz)
PKW, Benzin	0,180	(IINAS 2013) (Pkw-Otto-mittel-DE-2020-Basis)
PKW, Diesel	0,162	(IINAS 2013) (Pkw-Diesel-mittel-DE-2020-Basis)
PKW, CNG	0,208	(IINAS 2013) (Pkw-Otto-CNG-mittel-DE-2020-Basis)
Bus, Diesel	0,055	(IINAS 2013) (Bus-Linie-Diesel-DE-2020-Basis)
PKW, LPG	0,193	(Wiedemann 2005)
Bahn, Nahverkehr	0,050	(IINAS 2013) (Zug-Personen-Nah-Elektro-DE-2020-Basis)
Bahn, Fernverkehr	siehe Anhang	(Knörr 2011)
Motorrad	0,097	(Wieser und Kurzwell 2004) (Motorrad innerorts)
	[kg CO_2e/t.km]	
LKW, Diesel	0,080	(IINAS 2013) (Lkw-Diesel-DE-2020)

4.7 EMISSIONSFAKTOREN FÜR DIE ABFALLENTSORGUNG

Für die Abfallentsorgung gibt es keine geeigneten Emissionsfaktoren in der GEMIS-Datenbank. Daher wird die Ecoinvent-Datenbank herangezogen und den Abfallkategorien entsprechende Entsorgungsprozesse zugewiesen. Die verwendeten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 49 aufgelistet.

Tabelle 49: Emissionsfaktoren der Abfallentsorgung

Abfallentsorgung	**Emissionsfaktor [kg CO_2e/kg]**	**Quelle (Datensatz)**
Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung	0,01	(Ecoinvent 2010) (disposal, digester sludge, to municipal incineration, CH, [kg])
Aufsaug- und Filter-materialien, Wischtücher und Schutzkleidung	0,15	(Ecoinvent 2010) (disposal, textiles, soiled, 25% water, to municipal incineration, CH, [kg])
Eisen und Stahl	0,06	(Ecoinvent 2010) (disposal, building, reinforcement steel, to recycling, CH, [kg])
Kabel	0,03	(Ecoinvent 2010) (disposal, copper, 0% water, to municipal incineration, CH, [kg])
Restmüll (gemischte Siedlungsabfälle zur Beseitigung)	0,5	(Ecoinvent 2010) (disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration, CH, [kg])
Papier, Pappe, Kartonagen	0,02	(Ecoinvent 2010) (disposal, paper, 11.2% water, to municipal incineration, CH, [kg])
Leuchtstoffröhren	0,08	(Ecoinvent 2010) (disposal, fluorescent lamps, GLO, [kg])
Öliges Wasser aus Öl- und Wasserabscheider	2,13	(Ecoinvent 2010) (disposal, separator sludge, 90% water, to hazardous waste incineration, CH, [kg])
Biologisch abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle	0,03	(Ecoinvent 2010) (disposal, biowaste, 60% H2O, to municipal incineration, allocation price, CH, [kg])
Aluminium	0,03	(Ecoinvent 2010) (disposal, aluminium, 0% water, to municipal incineration, CH, [kg])
Lösemittel und Lösemittelgemische	1,98	(Ecoinvent 2010) (disposal, solvents mixture, 16.5% water, to hazardous waste incineration, CH, [kg])
Nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis	2,85	(Ecoinvent 2010) (disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration, CH, [kg])

5. ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die THG-Emissionen der Stadtwerke Göttingen auf Basis der in Kapitel 3 beschriebenen Energie- und Stoffströme sowie der in Kapitel 4 hergeleiteten Emissionsfaktoren bilanziert. Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Ergebnisse für die einzelnen Sektoren aufgezeigt. Anschließend werden die Ergebnisse anhand der Scopes dargestellt.

5.1 BETRIEBLICHE CO_2E-BILANZ NACH SEKTOREN

Im Folgenden werden die THG-Emissionen der Stadtwerke Göttingen nach den zuvor definierten Geschäftsbereichen aufgelistet. Durch den Vergleich des Jahres 2011 mit dem Basisjahr 2012 können etwaige Entwicklungen beim Ausstoß von Treibhausgasen identifiziert und als Basis für den Entwurf des Minderungskonzeptes dienen. Die Veränderungen der THG-Emissionen zwischen den Jahren 2011 und 2012 weisen sehr unterschiedliche Gründe auf. So sind Minderungen oder Erhöhungen bei Treibhausgasemissionen entweder auf externe Faktoren, wie z.B. milde Winter, höhere Energieeffizienz der Endverbraucher oder auf die Geschäftsentwicklung der Stadtwerke Göttingen (beispielsweise Akquisition neuer Kunden, Investitionen in Energieeffizienz- oder Energieeinsparmaßnahmen) zurückzuführen.

Bei den folgenden Aufstellungen ist zu beachten, dass die Nutzung von eigenen bereitgestellten Produkten innerhalb eines Sektors nicht berücksichtigt wird, da die damit verbundenen Treibhausgasemissionen bereits ausgewiesen sind. So wird beispielsweise das benötigte Trinkwasser in der Wasserversorgung nicht im Scope 3 aufgeführt.

5.1.1 WASSERVERSORGUNG

Die THG-Emissionen bei der Wasserversorgung im Jahr 2012 fielen gegenüber dem Vorjahr um 6,5 % niedriger aus (siehe Tabelle 50). Der Wasserabsatz ist im gleichen Zeitraum leicht angestiegen (+ 0,4 %). Die gesunkenen THG-Emissionen sind auf den verringerten Einsatz des Primärenergieträgers Erdgas und auf den verringerten Stromverbrauch in Kombination mit der teilweisen Umstellung auf den E.ON-Ökostrom-Tarif zurückzuführen.

Tabelle 50: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Wasserversorgung

Wasserversorgung		**2011**	**2012**	**Veränderung**
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**336.228,19**	**303.802,75**	**- 9,6 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	336.228,19	303.802,75	
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**719.773,00**	**690.671,99**	**- 4,0 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	719.457,98	688.639,42	
E.ON-Ökostrom	[kg CO_2e]	-	1.732,50	
Wasserkraftstrom	[kg CO_2e]	315,01	300,07	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**50.393,71**	**45.371,94**	**- 10,0 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	44.941,39	40.607,30	
Metaqua SC-36	[kg CO_2e]	k.A.	k.A.	
- Transport	[kg CO_2e]	5.452,32	4.764,64	
Harzwasser	[kg CO_2e]	0	0	
Eigenwasser	[kg CO_2e]	0	0	
Scope 3 Downstream	**[kg CO_2e]**	**-**	**-**	
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**1.106.394,90**	**1.035.082,04**	**- 6,5 %**
Wasserverkauf[1)]	[m³]	7.287.968	7.315.276	+ 0,4 %
CO_2e-Emissionen/ m³ Wasser	[kg CO_2e/m³]	0,15	0,14	- 6,8 %

[1)] Unter Berücksichtigung der Leitungsverluste und des Eigenverbrauchs

5.1.2 GASVERSORGUNG

Im Geschäftsbereich der Gasversorgung sanken die THG-Emissionen zwischen den Jahren 2011 und 2012 um insgesamt 1,3 % (siehe Tabelle 51). Im selben Zeitraum ist der Vertrieb von Erdgas um denselben Prozentsatz gesunken. Der Großteil der THG-Emissionen bei der Gasversorgung wird dem Scope 3 angerechnet. Die THG-Emissionen im Scope 3 liegen nicht im Verantwortungsbereich der Stadtwerke Göttingen und sind nur geringfügig direkt durch diese beeinflussbar. Im Scope 1 und 2 sind demgegenüber hohe Verringerungen bei den THG-Emissionen zu verzeichnen. Diese können auf den verringerten Erdgasverbrauch (- 6,4 %) und Stromverbrauch (- 10,2 %) der GDRM-Anlagen zurückgeführt werden. Die hohen Reduzierungen der THG-Emissionen im Scope 2 ergeben sich neben dem verringerten Stromverbrauch aufgrund der sukzessiven Umstellung auf Ökostrom.

Tabelle 51: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Gasversorgung

Gasversorgung		**2011**	**2012**	**Veränderung**
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**508.190,59**	**475.919,27**	**- 6,4 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	508.190,59	475.919,27	
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**19.694,17**	**8.331,76**	**- 57,7 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	19.694,17	7.162,50	
E.ON-Ökostrom	[kg CO_2e]	-	1.169,26	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**43.086.392,58**	**42.531.708,47**	**- 1,3 %**
Erdgas Gas-Union[1)]	[kg CO_2e]	43.076.584,86	42.524.770,45	
Trinkwasser	[kg CO_2e]	2,25	5,60	
Odorierungsmittel	[kg CO_2e]	9.729,30	6.868,95	
- Transport	[kg CO_2e]	76,17	64,40	
Scope 3 Downstream	**[kg CO_2e]**	**321.768.481,35**	**317.672.363,32**	**- 1,3 %**
Erdgas[1)]	[kg CO_2e]	321.768.481,35	317.672.363,32	
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**365.382.758,69**	**360.688.322,82**	**- 1,3 %**
Gasverkauf[1)]	[MWh]	1.592.913,27	1.572.635,46	- 1,3 %
CO_2e-Emissionen/ kWh Gas	[kg CO_2e/ kWh]	0,23	0,23	0 %

[1)] Unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs, ohne Fremdgas

5.1.3 FERNWÄRMEVERSORGUNG

Im Jahr 2012 wurde durch die Inbetriebnahme der vier mit Biogas betriebenen BHKW-Anlagen am Standort Godehardstraße die erzeugte Strommenge um 61,9 % und die erzeugte Wärmemenge nach Leitungsverlusten um 7,6 % gegenüber dem Vorjahr gesteigert. Tabelle 52 zeigt, dass im gleichen Zeitraum die direkten THG-Emissionen durch den Einsatz von Biogas reduziert worden sind (- 9,4 %). Die hohen Zuwächse der THG-Emissionen im Scope 2 ergeben sich aus der Inbetriebnahme der vier neuen BHKW-Module in der Godehardstraße. Der Strombedarf der BHKW-Module wird bilanziell nicht über den eigenerzeugten Strom bereitgestellt, sondern über den E.ON-Sonderkundentarif bezogen. Trotz der erheblichen Steigerungen der Strom- und Wärmeerzeugung konnten die THG-Emissionen im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr um rund 5 % gesenkt werden.

Tabelle 52: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Fernwärmeversorgung

Fernwärmeversorgung		**2011**	**2012**	**Veränderung**
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**23.116.996,83**	**20.948.685,11**	**- 9,4 %**
Biogas	[kg CO_2e]	0,00	0,00	
Erdgas	[kg CO_2e]	22.364.599,07	20.764.603,53	
Biomethan	[kg CO_2e]	0,00	0,00	
Heizöl	[kg CO_2e]	752.397,76	184.081,58	
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**29.376,88**	**154.694,06**	**+ 426,6 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	29.376,88	154.693,44	
E.ON-Ökostrom	[kg CO_2e]	-	0,62	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**4.611.585,46**	**5.384.837,92**	**+ 16,8 %**
Biogas	[kg CO_2e]	-	1.038.552,76	
Erdgas	[kg CO_2e]	2.989.327,60	2.775.465,73	
Biomethan	[kg CO_2e]	1.515.981,12	1.539.824,16	
Heizöl	[kg CO_2e]	101.828,27	24.913,30	
- Transport	[kg CO_2e]	19,64	4,73	
Schmieröl	[kg CO_2e]	1.299,05	3.867,91	
- Transport	[kg CO_2e]	23,26	69,25	
Trinkwasser	[kg CO_2e]	132,60	481,46	
Solarthermie	[kg CO_2e]	2.973,93	1.658,63	
Scope 3 Downstream	**[kg CO_2e]**	**-**	**-**	**-**
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**27.757.959,17**	**26.488.217,09**	**- 4,6 %**
Wärmeverkauf[1)]	[MWh]	85.745,09	92.292,36	+ 7,6 %
CO_2e-Emissionen/ kWh Wärme	[kg CO_2e/ kWh]	0,32	0,28	- 11,3%

[1)] Unter Berücksichtigung der Leitungsverluste und des Eigenverbrauchs

5.1.4 ERDGASTANKSTELLEN

An den beiden Erdgastankstellen wurden in den Jahren 2011 und 2012 nahezu die gleichen Mengen an CNG an die Endkunden abgesetzt. Seit dem 01.05.2012 betreiben die Stadtwerke Göttingen an ihren beiden Erdgastankstellen ausschließlich klimaneutrales Erdgas nach VCS-Standard (siehe Kap. 4.3). Dadurch konnten die zu bilanzierenden CO_2e-Emissionen im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr halbiert werden (siehe Tabelle 53). Bei zukünftiger vollständiger Umstellung auf klimaneutrales Erdgas sind keine THG-Emissionen im Scope 3 Downstream zu erwarten, so dass die bilanzielle Gesamtsumme an THG-Emissionen weiterhin abnehmen wird.

Tabelle 53: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Erdgastankstellen

Erdgastankstellen		**2011**	**2012**	**Veränderung**
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**-**	**2.583,23**	**-**
Erdgas, Eichverluste	[kg CO_2e]	-	2.583,23	-
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**91.051,04**	**89.953,60**	**- 1,2 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	91.051,04	89.953,60	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**231.741,16**	**229.948,36**	**- 0,8 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	231.741,16	76.675,29	
Klimaneutrales Erdgas	[kg CO_2e]	-	153.273,07	
Scope 3 Downstream	**[kg CO_2e]**	**1.790.133,60**	**591.995,12**	**- 66,9 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	1.790.133,60	591.995,12	
Klimaneutrales Erdgas	[kg CO_2e]	-	0	
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**2.113.268,11**	**914.480,30**	**- 56,7 %**
CNG-Verkauf	[kg]	633.900,00	628.890,00	- 0,8 %
CO_2e-Emissionen/ kg CNG	[kg CO_2e/ kg]	3,33	1,45	- 56,4 %

5.1.5 STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die Stadtwerke Göttingen haben durch die beiden Wasserkraftanlagen Weende und Stegemühle in den Jahren 2011 und 2012 nahezu die gleiche Strommenge erzeugt. Der Anstieg der gesamten bereitgestellten Strommenge in 2012 ist durch den Beitrag der PV-Anlage zu begründen. Die gestiegene Stromerzeugung der PV-Anlage im Jahr 2012 resultiert in höheren CO_2e-Emissionen (siehe Tabelle 54). An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass die indirekten THG-Emissionen alleinig dem Bau der Anlagen zuzuordnen und mit einer gewissen Unsicherheit verbunden sind.

Tabelle 54: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE)

Stromerzeugung aus EE		2011	2012	Veränderung
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**2.624,62**	**3.636,62**	**+ 38,6 %**
PV-Anlage	[kg CO_2e]	1.336,86	2.351,97	
Wasserkraftanlagen	[kg CO_2e]	1.287,76	1.284,65	
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**2.624,62**	**3.636,62**	**+ 38,6 %**
Stromverkauf	[kWh]	948.017,00	957.042,00	+ 1,0 %
CO_2e-Emissionen/ kWh Strom	[kg CO_2e/kWh]	0,003	0,004	+ 33,3 %

5.1.6 PARKDIENSTLEISTUNGEN

Die THG-Emissionen des Geschäftsbereichs Parkdienstleistungen werden durch den notwendigen Strombezug der von den Stadtwerken Göttingen betriebenen Parkhäusern Hospitalstraße und Groner Tor dominiert. Durch die Verringerung des Stromverbrauchs und die Umstellung auf Ökostrom im Jahr 2012 konnten die CO_2e-Emissionen um 32,5 % verringert werden (siehe Tabelle 55).

Tabelle 55: CO_2e-Emissionsbilanz für den Geschäftsbereich Parkdienstleistungen

Parkdienstleistung		2011	2012	Veränderung
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**-**	**-**	**-**
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**96.266,10**	**64.967,24**	**- 32,5 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	91.514,10	57.665,70	
E.ON-Ökostrom	[kg CO_2e]	-	2.282,90	
Wärme, Gasheizung	[kg CO_2e]	4.752,00	5.018,64	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**21,14**	**19,60**	**- 7,3 %**
Trinkwasser	[kg CO_2e]	21,14	19,60	
Scope 3 Downstream	**[kg CO_2e]**	**-**	**-**	**-**
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**96.287,24**	**64.986,84**	**- 32,5 %**
Parkvorgänge	[Anzahl]	492.000,00	498.000,00	+ 1,2 %
CO_2e-Emissionen/ Parkvorgang	[kg CO_2e/ Vorgang]	0,20	0,13	- 33,3 %

5.1.7 VERWALTUNGSSTANDORT

Die THG-Emissionen durch den Verwaltungsstandort der Stadtwerke Göttingen konnten zwischen den Jahren 2011 und 2012 erheblich reduziert werden (siehe Tabelle 56). Über die Hälfte der CO_2e-Emissionen entstehen durch den Strom- und Wärmebezug des Verwaltungsgebäudes. Durch Energieeffizienzmaßnahmen wurde der Stromverbrauch um fast 30 % gesenkt, womit direkt eine Minderung von THG-Emissionen im Scope 2 verbunden ist. Ein Teil der Dienstfahrzeuge der Stadtwerke Göttingen wird mit CNG betrieben. Durch die Umstellung der Erdgastankstellen auf klimaneutrales Erdgas wurden die direkten THG-Emissionen bilanziell reduziert.

Trotz der Einsparungen beim Trinkwasserverbrauch und beim Bezug von Kopierpapier sind die THG-Emissionen im Scope 3 Upstream angestiegen. Diese Entwicklung kann auf die Dienstreisen und die gestiegenen An- und Abfahrten der Mitarbeitenden zurückgeführt werden. Zwar ist die Gesamtentfernung der zurückgelegten Kilometer im Rahmen von Dienstreisen leicht zurückgegangen, jedoch stieg zwischen den Jahren 2011 und 2012 der Anteil der Privat-PKW-Nutzung für Dienstreisen signifikant um 115 % an. Die zurückgelegten Kilometer für die Anfahrten der Mitarbeitenden zum Arbeitsplatz haben zwischen dem Jahr 2011 und 2012 um 16,5 % zugenommen und sind durch die gestiegene Anzahl Mitarbeitender zu erklären.

Der starke Anstieg der THG-Emissionen bei der Abfallentsorgung ergibt sich aufgrund der Entsorgung der Getriebe- und Schmieröle, die nur alle zwei Jahre entsorgt werden (siehe die ausführliche Auflistung des Entsorgungsbereichs in Tabelle 63 im Anhang). Die Getriebe- und Schmieröle, die im Jahr 2011 bereits verbraucht wurden, wurden gelagert und im Jahr 2012 der Entsorgung zugeführt.

Tabelle 56: CO_2e-Emissionsbilanz für den Verwaltungsstandort

Verwaltungsstandort		2011	2012	Veränderung
Scope 1	**[kg CO_2e]**	**122.422,86**	**90.252,42**	**- 26,3 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	772,21	753,86	
CNG	[kg CO_2e]	46.033,68	14.585,96	
CNG, klimaneutral	[kg CO_2e]	-	0,00	
Benzin	[kg CO_2e]	36.103,10	29.000,70	
Diesel	[kg CO_2e]	39.513,87	45.911,90	
Scope 2	**[kg CO_2e]**	**463.726,04**	**329.706,35**	**- 28,9 %**
E.ON-Standardstrom	[kg CO_2e]	189.797,55	131.750,50	
Strom PV-Anlage	[kg CO_2e]	0	1.107,99	
Fernwärme	[kg CO_2e]	273.928,49	196.847,86	
Scope 3 Upstream	**[kg CO_2e]**	**123.801,94**	**133.658,19**	**+ 8,0 %**
Erdgas	[kg CO_2e]	102,71	100,76	
Trinkwasser	[kg CO_2e]	412,05	307,16	
Papier	[kg CO_2e]	10.046,71	6.128,44	- 39,0 %
Papier	[kg CO_2e]	9.834,88	5.973,77	
- Transport	[kg CO_2e]	211,83	154,67	
Fuhrpark	[kg CO_2e]	23.851,95	23.832,94	+ 1,7 %
CNG	[kg CO_2e]	8.325,24	9.142,05	
Benzin	[kg CO_2e]	8.005,47	6.430,59	
Diesel	[kg CO_2e]	7.109,19	8.260,30	
Dienstreisen	[kg CO_2e]	3.955,31	4.826,66	+ 22,0 %
Taxi, Diesel	[kg CO_2e]	86,35	111,13	
ÖPNV	[kg CO_2e]	0,44	0,88	
PKW, Benzin	[kg CO_2e]	202,32	523,80	
PKW, Diesel	[kg CO_2e]	233,60	390,42	
PKW, LPG	[kg CO_2e]	-	37,83	
Deutsche Bundesbahn	[kg CO_2e]	3.432,60	3.762,6	
An- und Abfahrten	[kg CO_2e]	85.845,26	98.462,23	+ 14,7 %
ÖPNV	[kg CO_2e]	1.287,61	1.534,28	
PKW, Benzin	[kg CO_2e]	56.139,66	61,935,12	
PKW, Diesel	[kg CO_2e]	23.209.,42	29.265,95	
PKW, LPG	[kg CO_2e]	2.786,53	2.485,45	
Deutsche Bundesbahn	[kg CO_2e]	2.307,20	3.155,10	
Motorrad	[kg CO_2e]	114,85	86,33	
Scope 3 Downstream		**14.800,19**	**28.978,00**	**+ 95,8 %**
Stoffliche Abfallentsorgung	[kg CO_2e]	14.786,00	28.883,00	+ 95,3 %
Transport Abfallentsorgung	[kg CO_2e]	14,19	95,00	+ 569,4 %
Gesamt	**[kg CO_2e]**	**724.236,28**	**582.187,04**	**- 19,6 %**
Mitarbeitende	[Anzahl]	144	161	+ 11,8 %
CO_2e-Emissionen/ Mitarbeitende	[kg CO_2e/ Person]	5029,42	3616,07	-28,1 %

5.2 GESAMTBETRIEBLICHE CO_2E-BILANZ NACH SCOPES

Die gesamtbetriebliche CO_2e-Bilanz ist auf das Unternehmen der Stadtwerke Göttingen AG sektorübergreifend ausgerichtet. Bei der Zusammenführung der Einzelbilanzen in eine Gesamtbilanz ist ein wichtiger Aspekt für die Scopes 2 und 3 zu beachten. Bei der Berechnung der CO_2e-Bilanzen für die einzelnen Sektoren ist in diesen Scopes der Bezug von Stadtwerke-Produkten aus den anderen Geschäftsbereichen, wie z.B. Trinkwasser, Erdgas und Fernwärme, einzubeziehen. Wird beispielsweise in der Wasserversorgung Erdgas bezogen, ist in diesem Fall ein Emissionsfaktor für die Bereitstellung des Erdgases zu berücksichtigen. Bei zusammenfassender Betrachtung der Gas- und Wasserversorgung entfallen dagegen im Scope 3 diese THG-Emissionen, weil in diesem Szenario der Erdgasbedarf für die Wasserversorgung intern verrechnet wird und dem Scope 3 kein Erdgasbezug aus dem städtischen Leitungssystem zugewiesen wird. Abbildung 4 veranschaulicht diesen Zusammenhang zwischen Systemgrenzen und Auswirkungen auf die indirekten THG-Emissionen.

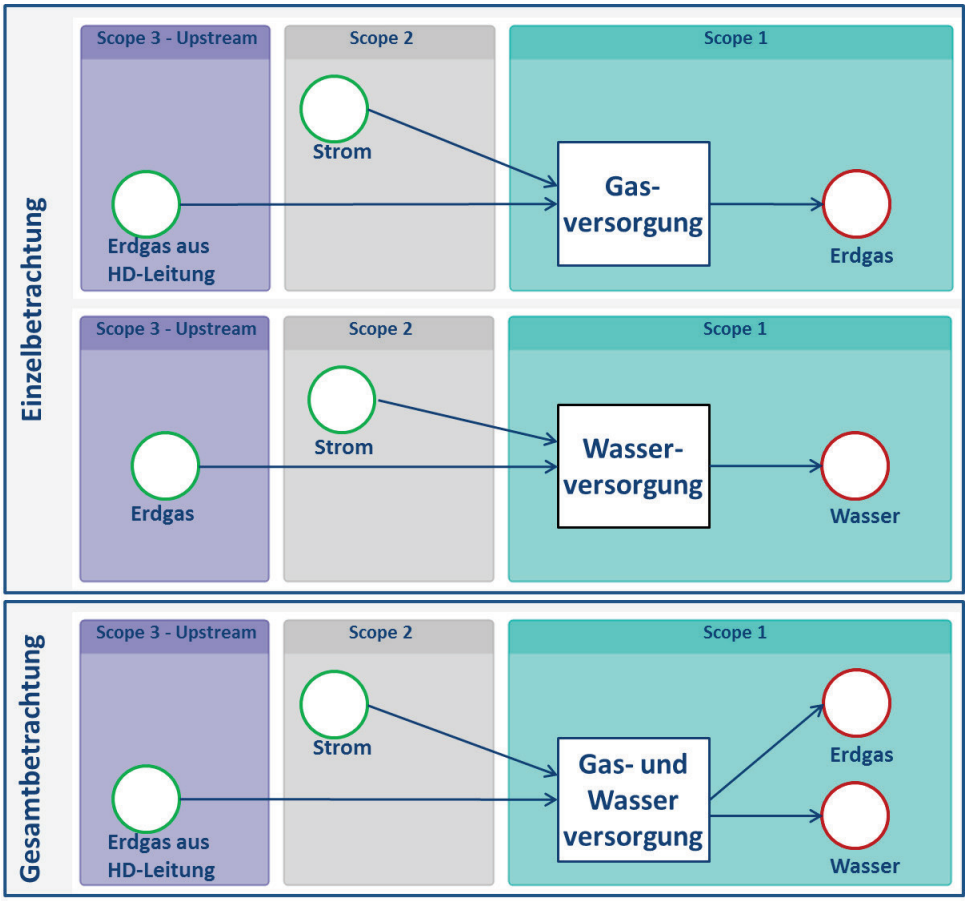

Abbildung 4: Auswirkungen unterschiedlicher Systemgrenzen auf die Emissionsbilanz der einzelnen Scopes (vereinfachte Darstellung)

Aus diesem Grund sind in der nachfolgenden Gesamtbilanz die Emissionen aus Scope 2 und 3 geringer als die Gesamtsumme der Emissionen aus den Einzelbilanzen.

In den Tabellen 56 und 58 sind die gesamtbetrieblichen THG-Emissionen für die Jahre 2011 und 2012 dargestellt.

Tabelle 57: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG für das Jahr 2011

Sektor	Scope 1	Scope 2	Scope 3 Upstream	Scope 3 Downstream
	[t CO_2e/Jahr]			
Wasserversorgung	336,23	719,77	5,45	-
Gasversorgung	508,19	19,69	43.084,78	319.697,72
Fernwärmeversorgung	23.117,00	29,38	4.608,48	-
Strom aus erneuerbaren Energien	-	-	2,62	-
Erdgastankstellen	-	91,05	-	1.744,03
Parkdienstleistungen	-	96,27	-	-
Verwaltungsstandort	122,42	189,80	114,96	14,80
Gesamt	**24.083,84**	**1.145,96**	**47.816,29**	**321.456,55**

In der Gesamtsumme der einzelnen Scopes zeigt sich für das Jahr 2011 ein Schwerpunkt bei den nachgelagerten indirekten Emissionen (Scope 3 Downstream), die durch die Verbrennung des Erdgases beim Verbraucher entstehen. Die vorgelagerten indirekten Emissionen werden ebenfalls von der Gasversorgung dominiert und sind mit der durchgeleiteten Erdgasmenge zu begründen. Die energiebedingten indirekten Emissionen, die mit dem Bezug von Strom und Wärme verbunden sind, weisen im Vergleich zu den anderen Scopes mit unter 1 % einen geringen Anteil auf. Im Bereich der direkten Emissionen, die durch die Stadtwerke Göttingen kontrolliert werden, sind vor allem die Emissionen zu nennen, die bei der Fernwärmeerzeugung durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehen.

Tabelle 58: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG für das Jahr 2012

Sektor	Scope 1	Scope 2	Scope 3 Upstream	Scope 3 Downstream
	[t CO_2e/Jahr]			
Wasserversorgung	303,80	690,37	4,76	-
Gasversorgung	475,92	8,33	42.531,70	315.647,45
Fernwärmeversorgung	20.948,69	154,69	5.382,70	-
Strom aus erneuerbaren Energien	-	-	3,64	-
Erdgastankstellen	2,58	89,95	-	577,41
Parkdienstleistungen	-	64,97	-	-
Verwaltungsstandort	90,25	131,75	124,11	28,98
Gesamt	**21.821,24**	**1.140,07**	**48.046,91**	**316.253,84**

Für das Jahr 2012 zeigt sich eine ähnliche Verteilung wie für das Jahr 2011. Bei den indirekten Emissionen (Scope 3) überwiegen die Anteile aus der Gasversorgung, bei den direkten Emissionen (Scope 1) die aus der Fernwärmeerzeugung.

Da ein Großteil der direkten Emissionen der Fernwärmeerzeugung zuzuordnen ist, wird in der Tabelle 59 eine betriebliche CO_2e-Bilanz für 2012 ohne den Fernwärmesektor erstellt. Die Ausgliederung des Fernwärmesektors hat zur Folge, dass für den Verwaltungsstandort zusätzlich indirekte Emissionen durch die Wärmebereitstellung entstehen, da die Fernwärme nun als extern bezogenes Produkt gilt. Aus diesem Grund ist der Emissionswert im Scope 2 für den Verwaltungsstandort höher als in Tabelle 56.

Tabelle 59: Betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen AG ohne die Fernwärmeversorgung für das Jahr 2012

Sektor	Scope 1	Scope 2	Scope 3 Upstream	Scope 3 Downstream
	[t CO_2e/Jahr]			
Wasserversorgung	303,80	690,37	4,76	-
Gasversorgung	475,92	8,33	42.531,70	315.647,45
Strom aus erneuerbaren Energien	-	-	3,64	-
Erdgastankstellen	2,58	89,95	-	577,41
Parkdienstleistungen	-	64,97	-	-
Verwaltungsstandort	90,25	328,60	124,12	28,98
Gesamt	**872,56**	**1.182,22**	**42.664,21**	**316.253,84**

Im Jahr 2012 entsprechen in der betrieblichen CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen ohne Fernwärmeerzeugung 2.054,78 t CO_2e den direkten und energiebedingten indirekten Emissionen und sind somit den Scopes 1 und 2 zuzuweisen. Die relevanten Anteile in diesen Bereichen resultieren aus dem Strombedarf für die Wasserversorgung mit 33 % und mit 23 % aus den Emissionen der Erdgasverbrennung, die der Erdgasvorwärmung in der Gasversorgung zuzuordnen sind. Die restlichen nennenswerten Anteile entfallen auf die Wärmeerzeugung in der Wasserversorgung (15 %) und auf den Fernwärme- und Strombedarf am Verwaltungsstandort (16 %).

6. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Die betriebliche CO_2e-Bilanz der Stadtwerke Göttingen ist geprägt durch die Rolle der Stadtwerke als Energieversorger der Bevölkerung Göttingens. Die Bereitstellung von Energieprodukten auf Basis von fossilen Rohstoffen, wie z.B. Erdgas und Fernwärme, ist unvermeidlich mit der Emission von Treibhausgasen entlang der Prozesskette verbunden. Die Emissionen fallen entweder direkt am Unternehmensstandort (z.B. bei Fernwärme) oder nachgelagert beim Endkunden (z.B. bei Erdgas) an. Durch die übergreifende Perspektive der betrieblichen CO_2e-Bilanz werden sowohl die unternehmenseigenen als auch die vor- und nachgelagerten Prozesse erfasst und deren THG-Emissionen bilanziert. Eine getrennte Ausweisung der Emissionen nach Scopes erleichtert in diesem Fall dem Unternehmen, eine Entscheidung bezüglich der zu neutralisierenden Emissionsmengen zu treffen.

Aufgrund der Verzahnung der einzelnen Geschäftsfelder der Stadtwerke Göttingen untereinander ist eine direkte Verrechnung der Einzelbilanzen nicht ohne weiteres möglich. Bei der Aufstellung der Bilanz sind somit stets deren Untersuchungsrahmen eindeutig festzulegen und zu berücksichtigen. Besonders wichtig ist in diesem Zusammenhang eine klare Darstellung der Stoff- und Energieströme, um eine eindeutige Zuweisung der Emissionen zu gewährleisten.

Die betriebliche CO_2e-Bilanz wird bezüglich der direkten und energiebedingten indirekten THG-Emissionen dominiert von der Konversion von fossilen Energieträgern am Standort sowie vom Strombezug. Daher stellen der Bedarf von fossilen Energieträgern und Strom relevante Kennzahlen dar, auf deren sorgfältige und umfassende Erfassung von Seiten des Unternehmens wert gelegt werden sollte. Für die Bewertung von Ökostrom innerhalb einer CO_2e-Bilanz hat sich derzeit noch kein Ansatz etabliert, so dass die verwendeten Emissionsfaktoren mit einer gewissen Unsicherheit verbunden sind. Eindeutigere Ergebnisse würden vorliegen, wenn der Ökostrom zu 100 % nach dem EEG förderfähig ist.

Geringe Anteile an der betrieblichen CO_2e-Bilanz von weniger als einer t CO_2e/Jahr weisen der Bezug von Trinkwasser und die Transporte vom Odorierungsmittel, Heiz- und Schmieröl sowie vom Abfall auf. Die damit verbundenen THG-Emissionen fallen im Scope 3 an, der nach AGRA-TEG (2009) nicht zwingend in die betriebliche CO_2e-Bilanz einbezogen werden muss. Daher wird eine Erfassung dieser Größen für zukünftige CO_2e-Bilanzen als nicht zwingend erforderlich angesehen.

Die Ziele, die durch eine betriebliche CO_2e-Bilanz verfolgt werden (Minimierung der Emissionen), und diejenigen des Vertriebs (Maximierung der Produktabsätze) sind in der Regel gegenläufig und nicht ohne weiteres miteinander vereinbar sind. (Schmidt 2010) folgert aus der positiven Korrelation zwischen Emissionen und Unternehmensleistung, dass die Darstellung der absoluten Emissionen im zeitlichen Verlauf nicht aussagekräftig ist. Bilanzen, welche die erzeugte Produktmenge einbeziehen, bilden Effizienzmaßnahmen eindeutiger ab. Zudem ermöglichen diese einen Vergleich mit alternativen Produktsystemen

und erlauben ein Benchmarking der unternehmenseigenen Produkte hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen. Aus diesen Gründen wird empfohlen, in die CO_2e-Bilanz der einzelnen Geschäftsbereiche die bereitgestellte Produktmenge zu integrieren.

Die betriebliche CO_2e-Bilanz erlaubt es dem Unternehmen, Prozesse zu identifizieren, die besonders emissionsintensiv sind, und Maßnahmen zur Emissionsreduktion zu entwickeln. Beispielhafte Ansätze, die von den Stadtwerken Göttingen bereits umgesetzt werden, sind der Einsatz von Biogas und Biomethan in der Wärmeerzeugung und der Bezug von klimaneutralem Erdgas für die CNG-Tankstellen. Des Weiteren ist durch die Umstellung von konventionellem Strom auf Strom aus Wasserkraft (E.ON-Ökostrom) eine Reduzierung der THG-Emissionen zu verzeichnen. Ein Ausbau dieser Maßnahmen würde zu weiteren Minderungen führen. Bezüglich der Minderungsmaßnahmen ist zu berücksichtigen, dass manche Aktivitäten gesetzlichen Vorgaben unterliegen und somit von den Stadtwerken Göttingen nur eingeschränkt beeinflusst werden können. Hierzu zählt beispielsweise der regelmäßige Betrieb der Notstromaggregate.

Abschließend wird angemerkt, dass der Prozess der CO_2e-Bilanzierung nicht nur Optimierungspotenziale hinsichtlich der THG-Emissionen aufzeigt, sondern auch auf Verbesserungsmöglichkeiten innerhalb der Informations- und Datenstruktur des Unternehmens hinweist.

7. DATENERFASSUNGSKONZEPT

Der Datenerfassungsprozess wird iterativ aufgebaut. Zur Schaffung eines allgemeinen Verständnisses der grundlegenden Betriebsabläufe der Stadtwerke Göttingen fand am 29.04.2013 eine Betriebsführung durch Frau Dr. Ahlborn statt, bei der die wesentlichen Produktionsbereiche besichtigt und erläutert wurden. In einem zweiten Schritt sind der Stadtwerke Göttingen digitale Datenerfassungsbögen im Excel-Format zugesandt worden, in denen getrennt für die einzelnen Geschäftsbereiche sowie die Jahre 2011 und 2012 folgende Punkte abgefragt wurden:

- Angabe zur Prozesseinheit,
- Art der eingehenden Energieträger und sonstiger Stoffe,
- Bezugsquelle und Lieferant,
- Bezugseinheit,
- Menge der eingehenden Energieträger und Stoffe,
- Datenquelle (gemessener Zählerstand, Abrechnungen, Schätzungen),
- Einteilung bezüglich Einsatzbereich (Eigenverbrauch, Produktherstellung),
- Art des bereitgestellten Produktes,
- Zielort (z.B. öffentliches Stromnetz, Fernwärmenetz),
- bereitgestellte Menge mit Bezugseinheit und die dazugehörige Datenquelle.

In der Tabelle 60 wird die Systematik zur Datensammlung anhand eines Ausschnitts aus den Datenerfassungsbögen veranschaulicht.

Dem Verwaltungsstandort sind die Bereiche Verwaltungsgebäude, Materialeinkäufe, Fuhrpark, Dienstreisen, An- und Abfahrten der Mitarbeitenden sowie Abfallentsorgung zugeordnet worden. Bezüglich der Dienstreisen sind Informationen zu den Zielorten, genutzte Verkehrsmittel und zurückgelegte Entfernungen von den Stadtwerken Göttingen in digitaler Form vorgelegt worden. Zusätzlich sind über eine interne schriftliche Befragung der Mitarbeitenden durch die Stadtwerke die Entfernungen zwischen Wohn- und Arbeitsort sowie das genutzte Verkehrsmittel einschließlich Antriebsart erfasst worden, um den die An- und Abfahrten der Mitarbeitenden abzubilden. Die Materialeinkäufe mit den dazugehörigen Lieferanten liegen über das betriebliche Rechnungswesen der Stadtwerke Göttingen in digitaler Form vor und bilden die Grundlage zur Bestimmung der relevanten Stoffströme für den Verwaltungsbereich. Des Weiteren werden die Abfallmengen der Stadtwerke mit den Entsorgungsunternehmen in Tabellen erfasst und können in unveränderter Form für die Erstellung der betrieblichen CO_2e-Bilanz verwendet werden.

Die genannten Informationen sind parallel in der Software Umberto for Carbon Footprint® und in Excel verarbeitet worden. Erforderte die Modellierung der Daten nähere Informationen zu den Stoffströmen und Systemgrenzen, sind diese in der Regel über Rückfragen an die Stadtwerke Göttingen per Telefon oder Email geklärt worden.

Tabelle 60: Ausschnitt der Datenerfassungsbögen für die Geschäftsbereiche

Wärmeversorgung - Kalenderjahr 2012
Input (Eingehende Energieträger)

Prozesseinheit Hierzu gehören beispielsweise Reglerstationen, Pumwerke, Messstationen	Art des Energieträgers Strom, Heizöl, Erdgas, Diesel, Benzin, Fernwärme	Bezugsquelle Von welchem Anbieter wird der Energieträger bezogen; aus welchen Energieträgern wird die Wärme, der Strom erzeugt?	Einheit kWh, m³, l, kg	Menge	Datenquelle gemessener Zählerstand; Abrechnungen; Schätzung; ...	Für Eigenverbrauch Der Energieträger wird für den Eigenverbrauch der Stadtwerke Göttingen benötigt.	Für Produkt-bereitstellung Der Energieerträger wird für die Produktbereitstellung benötigt.	Eigenverbrauch/ Produktherstellung Der Energieträger kann nicht eindeutig dem Eigenverbrauch oder der Produktherstellung zugeordnet werden.	Bemerkungen

Wärmeversorgung - Kalenderjahr 2012
Output (Abgehende Produkte)

Prozesseinheit Hierzu gehören beispielsweise Reglerstationen, Pumwerke, Messstationen	Art des Produktes Strom, Fernwärme, Gas, Wasser	Bestimmungsort Öffentliches Stromnetz; Örtliches Gasnetz; Fernwärmenetz; Wassernetz; Eigenverbrauch	Einheit kWh, m³, l, kg	Menge	Datenquelle gemessener Zählerstand; Abrechnungen; Schätzungen; ...	Bemerkungen

8. LITERATUR

AGEE-Stat (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.

AGRA-TEG (2009): Stop Climate Change. Zertifizierungsprogramm zur Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen. Standards zur Implementierung von Stop Climate Change. Agrar- und Umwelttechnik GmbH Göttingen (AGRA-TEG).

Augustin, D. (2013): Datenerfassung für die Biogasanlage Rosdorf. Göttingen, 11.07.2013. Schriftliche Mitteilung an Meike Schmehl.

Blaha, O. (2013): Klimaschutz zum Anfassen. In: *Umweltmagazin* (6), S. 26–27.

Dehst (2004): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2005-2007/Zut2007_ Emissionsfaktoren_C-Gehalte.html; zuletzt geprüft am 09.09.2013.

DIN (2013): DIN V 18599 – Energetische Bewertung von Gebäuden. Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung Sonderdruck 2013. 5. Aufl., Beuth-Verlag, Berlin.

Döhler, H. (2009): Faustzahlen für die Landwirtschaft. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt.

Döhler, H.; Dämmgen, U.; Eurich-Menden, B.; Osterburg, B.; Lüttich, M.; Berg, W. et al. (2002): BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahre 2010. UBA-Texte 02/02. Umweltbundesamt (UBA), Berlin.

Ecoinvent (2010): Ecoinvent Version 2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories (Ecoinvent), St. Gallen/Schweiz.

Eitelwein, O.; Goretzki, L. (2010): Carbon Controlling und Accounting erfolgreich implementieren – Status Quo und Ausblick. In: *Controlling & Management (ZfCM)* 54 (1), S. 23–32.

E.ON (2013): Stromkennzeichnung gemäß §42 EnWG auf Basis der Daten von 2011. https://www.eon.de/de/avacon/pk/services/Rechtliches_Veroeffentlichungspflichten/Energiemix/index.htm, zuletzt geprüft am 09.09.2013.

Fritsche, U.R.; Hennenberg, K.J.; Hünecke, K. (2010): The “iLUC Factor” as a Means to Hedge Risks of GHG Emissions from Indirect Land Use Change. Öko-Institut e. V., Darmstadt.

Fritsche, U.R.; Rausch, L. (2008): Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme (Climate Change, 08/08). Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau.

Fritsche, U.R.; Rausch, L.; Schmidt, K. (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Arbeitspapier. Öko-Institut e. V., Darmstadt.

Hahne, E. (2004): Technische Thermodynamik: Einführung und Anwendung. Oldenbourg, München.

Heyer, J. (1994): Methan. In: Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hg.): Band 1 Landwirtschaft Studienprogramm Teilband I. Economica Verlag, Bonn.

Hundt, B. (2010): Energie- und Klimaeffizienz von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und –einspeisung unter Nutzung von Silomais. Untersuchungen am Beispiel der Biogasanlage der HSE AG in Darmstadt-Wixhausen. Dissertation. Justus-Liebig-Universität, Giessen.

Icha, P. (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012 (Climate Change). Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau.

IINAS (2013): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.8. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien (IINAS), Darmstadt.

IPCC (2007): Fourth Assessment Report 2007. Contribution of Working Group I: Technical Summary. International Panel on Climate Change (IPCC).

DIN EN ISO (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006). Beuth Verlag, Berlin.

DIN EN ISO (2006b): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitung (ISO 14044:2006). Beuth Verlag, Berlin.

DIN EN ISO (2012): Treibhausgase – Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene (ISO 14064-1:2006). Beuth Verlag, Berlin.

Kiesel, F. (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. AG Energiebilanzen e.V.

Kirsche, U. (2012): Deutschlandwetter im Winter 2011-2012. Ein nasser und relativer milder Winter – trotz markanter Kälteperiode Anfang Februar, zuletzt geprüft am 19.09.2013.

Knörr, W. (2011): UmweltMobilCheck. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (Ifeu), Heidelberg.

KTBL (2013): KTBL-Biogasrechner. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt, http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do, zuletzt geprüft am 11.07.2013

Liebetrau, J.; Clemens, J.; Cuhls, C.; Hafermann, C.; Friehe, J.; Weiland, P.; Daniel-Gromke, J. (2010): Methane Emissions from Biogas-Producing Facilities within the Agricultural Sector. In: *Engineering in Life Sciences* 10 (6), S. 295–599.

Mauch, W.; Corradini, R.; Wiesemeyer, K.; Schwentek, M. (2010): Allokationsmethoden für spezifische CO_2-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55 (9), S. 12–14.

Memmler, M.; Mohrbach, E.; Schneider, S.; Dreher, M.; Herbener, R. (2009): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. Climate Change 12/2009. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau.

Nasyrov, K.M.; Sharipova, I. (2000): Review – Synthesis of Tetrahydrothiophene from Tetrahydrofuran and Hydrogen Sulfide. In: *Russian journal of organic chemistry : a translation of Zhurnal organicheskoi khimii / Russian Academy of Sciences* 36 (1), S. 105–108.

Patyk, A.; Wursthorn, S. (2009): Ökobilanz Autoreparatur. Vergleichende Analyse Reparieren und Erneuern. Allianz Deutschland AG, München.

Pehnt, M.; Vogt, R. (2007): Biomasse und Effizienz: Vorschläge zur Erhöhung der Energieeffizienz von §8 und §7-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz. Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU), Heidelberg.

Pehnt, M.; Seebach, D.; Irrek, W.; Seifried, D. (2009): Umweltnutzen von Ökostrom. Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten. Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Ö-Quadrat, Institut für Energie- und Umweltforschung, http://www.ifeu.de/energie/pdf/DiskussionspapierOekostrom_%20ifeuOeko%20WI%20Oe2%20final1.pdf, zuletzt geprüft am 19.09.2013.

Rohm and Haas (2013): Esterification : Acrylate esters (MA, EA, BA, MMA, 2-EHA). http://www.amberlyst.com/acrylate.htm, , zuletzt geprüft am 11.07.2013.

Schmehl, M.; Hesse, M.; Geldermann, J. (2012): Ökobilanzielle Bewertung von Biogasanlagen unter Berücksichtigung der niedersächsischen Verhältnisse (Research Paper der Georg-August-Universität Göttingen, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Schwerpunkt Unternehmensführung, 11), Göttingen.

Schmidt, M. (2010): Carbon Accounting zwischen Modeerscheinung und ökologischem Verbesserungsprozess. In: *Controlling & Management (ZfCM)* 54 (1), S. 32–37.

Sen, A. (2012): VCS Standard. A Global Benchmark for Carbon. VCS Association.

Stadtwerke Essen (2010): Klimabericht der Stadtwerke Essen AG. Stadtwerke Essen AG, Essen.

StMLF; StMLU (2003): Merkblatt zur Verminderung gasförmiger Emissionen in der Tierhaltung (Ammoniak, Methangas, Lachgas). Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten (StMLF) und Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (StMLU), München.

WBCSD; WRI (2011): Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard. Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Business Council for Sustainable Development (WBCSD); World Resources Institute (WRI). Geneva/Switzerland; Washington/DC.

Wiedemann, H.K. (2005): Kohlenstoffdioxydemissionen von gasbetriebenen Personenkraftfahrzeugen mit allgemeiner Betriebserlaubnis oder EU-Typgenehmigung. Saarland, T. Ü.V.

Wieser, M.; Kurzwell, A. (2004): Emissionsfaktoren als Grundlage für die österreichische Luftschadstoff-Inventur. Umweltbundesamt Österreich, Wien.

WT Consulting GmbH (2009): Sicherheitsbewertung Gasodor S-Free. Liestal/Schweiz.

9. ANHANG

9.1 EMISSIONSFAKTOREN DER BAHNFAHRTEN

Tabelle 61: Emissionsfaktoren der Bahnfahrten und Anzahl der Dienstfahrten (Fortsetzung auf nächster Seite)

Zielort	CO_2e-Emissionen [kg CO_2e/Fahrt]	Anzahl der Dienstfahrten 2011	2012
Alsfeld	19,2	-	1
Bad Dürkheim	29,6	-	1
Bad Emstal	6,20	1	-
Bensberg	31,6	-	1
Berlin	30,2	23	32
Bonn	34,4	1	1
Bottrop	27,0	1	-
Braunschweig	12,6	3	1
Bremen	16,2	4	3
Chemnitz	59,8	-	1
Darmstadt	24,4	-	1
Dortmund	23,2	-	1
Dresden	48,8	1	1
Düsseldorf	29,0	1	2
Erfurt	24,6	2	3
Essen	25,8	6	2
Ettlingen	29,0	-	1
Frankental	25,6	-	1
Frankfurt	21,8	19	23
Fulda	10,8	-	1
Gießen	15,6	1	1
Gifhorn	18,2	1	-
Hamburg	20,2	9	11
Hannover Flughafen	9,60	1	-
Hannover	8,20	29	32
Heidelberg	30,0	-	1
Hildesheim	16,6	2	1
Hochheim	62,4	-	1
Kassel	4,40	-	9
Kiel	38,6	3	2
Köln	29,6	1	4
Leipheim	50,6	-	1
Leipzig	37,0	4	3
Lübeck	27,0	1	1
Lübeck-Trave.	37,0	3	3
Lüneburg	16,8	1	1
Magdeburg	18,6	-	1
Mainz-Kast.	27,0	5	-
Mannheim	23,4	1	4
Marburg	12,8	-	1
Mellendorf	10,6	-	2
Meschede	22,2	-	2
München	40,0	3	1
Münster	26,8	1	1

Tabelle 60: Emissionsfaktoren der Bahnfahrten und Anzahl der Dienstfahrten (Fortsetzung)

Zielort	CO_2e-Emissionen [kg CO_2e/Fahrt]	Anzahl der Dienstfahrten 2011	2012
Neu Isenburg	18,8	-	1
Neu-Ulm	50,2	1	-
Nürnberg	25,4	1	-
Oeynhsn.	15,4	1	-
Oldenburg	23,6	1	-
Osnabrück	20,4	-	2
Rheinsberg	51,8	1	-
Schwerin	36,2	1	1
Soltau	25,8	1	-
Travemünde	37,0	2	-
Trier	37,4	1	-
Ulm	42,8	4	2
Wettenberg	18,8	-	2
Wiesbaden	22,4	1	-
Wilhelmshaven	34,2	1	-
Würzburg	18,2	3	1

9.2 VERWENDETE EMISSIONFAKTOREN

Tabelle 62: Übersicht der in der Basisstudie verwendeten Emissionsfaktoren (Fortsetzung auf nächster Seite)

Prozess	Emissionsfaktor [kg CO_2e]	Bezugsgröße
Energieträgerbereitstellung		
Erdgas aus Hochdruckleitung	0,027	[kWh]
Heizöl, ab Regionallager	0,036	[kWh]
Diesel, ab Tankstelle	0,43	[l]
Benzin, ab Tankstelle	0,51	[l]
Biogas	0,04	[kWh]
Biomethan	0,08	[kWh]
Bereitstellung von Ausgangsmaterialien und -stoffen		
Grund- und Oberflächenwasser	0	[kWh]
Papier	1,21	[kg]
Gasodor® S-Free*	2,53	[kg]
Tetrahydrothiopen (THT)	4,69	[kg]
Schmieröl	0,31	[l]
Konversion von fossilen Energieträgern		
Erdgas	0,202	[kWh]
Erdgas, klimaneutral	0	[kWh]
Heizöl, leicht	0,266	[kWh]
Diesel	2,39	[l]
Benzin	2,30	[l]
CNG	2,82	[kg]
Bereitstellung von Energieprodukten		
E.ON-Ökostrom	0,039	[kWh]
E.ON konventioneller Strommix	0,352	[kWh]
Wärme aus Gasheizung	0,264	[kWh]
Bereitstellung von Produkten durch die Stadtwerke Göttingen		
Erdgas	0,027	[kWh]
Fernwärme – HKW Godehardstraße (2011)	0,311	[kWh]
Fernwärme – HKW Godehardstraße (2012)	0,217	[kWh]
Strom aus Wasserkraft (klein)	0,00138	[kWh]
Strom aus Photovoltaik-Anlage	0,090	[kWh]
CNG (2011)	0,51	[kg]
CNG (2012)	0,59	[kg]
Trinkwasser (2011)	0,15	[m^3]
Trinkwasser (2012)	0,14	[m^3]

Tabelle 61: Übersicht der in der Basisstudie verwendeten Emissionsfaktoren (Fortsetzung)

Prozess	Emissionsfaktor [kg CO_2e]	Bezugsgröße
Güter- und Personentransport		
PKW, Benzin	0,180	[P.km]
PKW, Diesel	0,162	[P.km]
PKW, CNG	0,208	[P.km]
Bus, Diesel	0,055	[P.km]
PKW, LPG	0,193	[P.km]
Bahn, Nahverkehr	0,050	[P.km]
Motorrad	0,097	[P.km]
LKW, Diesel	0,080	[t.km]
Abfallentsorgung:		
Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung	0,01	[kg]
Aufsaug- und Filtermaterialien, Wischtücher und Schutzkleidung	0,15	[kg]
Eisen und Stahl	0,06	[kg]
Kabel	0,03	[kg]
Restmüll	0,5	[kg]
Papier, Pappe, Kartonagen	0,02	[kg]
Leuchtstoffröhren	0,08	[kg]
Öliges Wasser aus Öl- und Wasserabscheider	2,13	[kg]
Biologisch abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle	0,03	[kg]
Aluminium	0,03	[kg]
Lösemittel und Lösemittelgemische	1,98	[kg]
Nichtchlorierte Maschinen- und Getriebe und Schmieröle auf Mineralölbasis	2,85	[kg]

9.3 CO_2E-BILANZ DES ENTSORGUNGSBEREICHS

Tabelle 63: CO_2e-Bilanz für den Entsorgungsbereich des Verwaltungsstandorts

Verwaltungsstandort		2011	2012	Veränderung
Scope 3 Downstream		**14.800,19**	**28.978,00**	**+ 95,8 %**
Stoffliche Abfallentsorgung	[kg CO_2e]	14.786,00	28.883,00	+ 95,3 %
Restmüll	[kg CO_2e]	5.700,00	5.700,00	
Papier, Pappe, Kartonage	[kg CO_2e]	332,00	274,00	
Biomüll	[kg CO_2e]	93,00	93,00	
Leuchtstoffröhren	[kg CO_2e]	8,00	-	
Eisen und Stahl	[kg CO_2e]	2.166,00	2.022,00	
Kabel	[kg CO_2e]	24,00	-	
Schlämme aus Abfall-behandlung	[kg CO_2e]	10,00	10,00	
Schlämme aus Öl- und Wasserabscheidern	[kg CO_2e]	-	30,00	
Lösemittel, Lösemittel-gemische	[kg CO_2e]	-	1.584,00	
Aufsaug- und Filter-materialien	[kg CO_2e]	60,00	75,00	
Gebrauchte Geräte mit gefährlichen Bestandteilen	[kg CO_2e]	k. A	-	
Öliges Wasser aus Öl- und Wasserabscheidern	[kg CO_2e]	6.390,00	-	
Abfallgemische aus Sandfanganlagen	[kg CO_2e]	k. A.	k. A.	
Aluminium	[kg CO_2e]	3,00	-	
nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle	[kg CO_2e]	-	19.095,00	
Transport Abfallentsorgung	[kg CO_2e]	14,19	95,00	+ 569,5 %
Restmüll	[kg CO_2e]	2,74	2,74	
Papier, Pappe, Kartonage	[kg CO_2e]	2,66	2,19	
Biomüll	[kg CO_2e]	0,74	0,74	
Leuchtstoffröhren	[kg CO_2e]	0,02	-	
Eisen und Stahl	[kg CO_2e]	5,78	5,39	
Kabel	[kg CO_2e]	0,13	-	
Schlämme aus Abfallbehandlung	[kg CO_2e]	0,40	0,40	
Schlämme aus Öl- und Wasser-abscheidern	[kg CO_2e]	-	1,20	
Lösemittel, Lösemittelgemische	[kg CO_2e]	-	6,14	
Aufsaug- und Filtermaterialien	[kg CO_2e]	0,06	0,08	
Gebrauchte Geräte mit gefährlichen Bestandteilen	[kg CO_2e]	0,05	-	
Öliges Wasser aus Öl- und Wasserabscheidern	[kg CO_2e]	1,20	-	
Abfallgemische aus Sandfanganlagen	[kg CO_2e]	0,40	-	
Aluminium	[kg CO_2e]	0,02	-	
nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle	[kg CO_2e]	-	76,11	

9.4 BESTÄTIGUNG DER ZERTIFIKATIONSVORLAGE

Die Stadtwerke Göttingen AG bestätigt die Richtigkeit der Angaben in der Zertifikationsvorlage

„Basisstudie zur Unternehmenszertifizierung der Stadtwerke Göttingen AG gemäß des Stop Climate Change – Standards Version 3 zur Minderung und Kompensation von Treibhausgasen“.

Die Stadtwerke Göttingen AG verpflichtet sich bei erfolgreicher Zertifizierung für die Kompensation mittels anerkannter Carbon Credits gemäß des Stop Climate Change – Standards Version 3 Sorge zu tragen.

Hiermit beantragt die Stadtwerke Göttingen AG die Zertifizierung durch die anerkannte SCC-Zertifizierungsstelle GfRS Gesellschaft für Ressourcenschutz mbH.

Die Stadtwerke Göttingen AG verpflichtet sich, der Zertifizierungsstelle neben dieser Basisstudie ein Datenerfassungs- und ein Emissionsminderungskonzept zu übermitteln, die im Rahmen der Antragstellung auf Zertifizierung neben dieser Basisstudie geprüft werden. Die kontinuierliche Datenerfassung im Rahmen des dargelegten Datenerfassungskonzeptes und die Umsetzung des Emissionsminderungskonzeptes sind nach erfolgter Zertifizierung verpflichtend.

Geschäftsführer	SCC-ERS Verantwortlicher
Stadtwerke Göttingen AG	Stadtwerke Göttingen AG

9.5 KRITISCHE PRÜFUNG (CRITICAL REVIEW REPORT)

Die folgenden Seiten beinhalten den Bericht der kritischen Prüfung der vorliegenden Studie „Basisstudie zur Unternehmenszertifizierung der Stadtwerke Göttingen AG gemäß des Stop Climate Change – Standards Version 3 zur Minderung und Kompensation von Treibhausgasen“. Dieser beinhaltet und bestätigt, dass die Studie entsprechend der Normen ISO 14064-1 (2006) durchgeführt wurde. Des Weiteren wurde die Eignung der Studie für eine Stop Climate Change – Zertifizierung bestätigt.