

Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie*

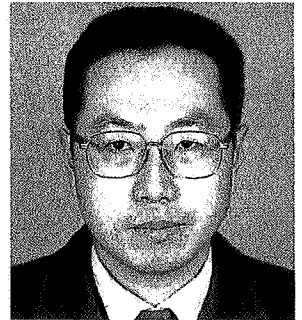
Abschätzung der Methanemissionen

Les émissions de méthane de l'industrie gazière suisse

Estimation des émissions de méthane

Le méthane est l'un des principaux gaz à effet de serre responsables du réchauffement terrestre. La présente étude se fonde sur les données les plus récentes de l'industrie gazière suisse pour estimer les émissions de méthane imputables à l'industrie gazière. La méthodologie et la modélisation de la croissance de la consommation de gaz se basent sur des études déjà publiées [1,2,3,4]. Les résultats obtenus s'inscrivent dans la suite logique des résultats des études précédentes. Les scénarios présentés indiquent que les émissions de méthane spécifiques de l'industrie gazière suisse iront en diminuant jusqu'en 2012.

Jiang Xinmin



Methan ist eine wesentliche Komponente im atmosphärischen Spurengassystem und spielt eine wichtige Rolle als Absorber für die Sonneneinstrahlung. Die vorliegende Arbeit schätzt auf Grund neuer Basisdaten der Schweizer Gasindustrie die Methanemissionen der Erdgaswirtschaft ab. Die Methodologie und die Modellierung im Hinblick auf eine Zunahme des Gasverbrauchs basiert auf früheren Arbeiten zu diesem Thema, die bereits publiziert wurden [1,2,3,4]. Die Resultate sind konsistent mit den Erkenntnissen aus früheren Studien. Die Szenarien deuten darauf hin, dass die spezifischen Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie bis zum Jahr 2012 stetig abnehmen werden.

Methane Emissions from Swiss Gas Industry

Estimation of Methane Emissions

Methane is one of the major greenhouse gases responsible for the global warming. Based on new data about Swiss gas industry infrastructure, the present study estimates the current level of methane emissions from the Swiss gas industry. The methodology and the modelling, regarding the increase of the gas consumption, are based on previous studies on this theme already published [1,2,3,4]. The results show that the estimates of the present study are consistent to earlier data. Scenario calculations come to the conclusions that a steady decrease of methane emissions of the Swiss gas industries can be expected until 2012.

* Überarbeitete Übersetzung der in Englisch verfassten Diplomarbeit von Jiang Xinmin an der EPF Lausanne.

1. Einleitung

Die Öffentlichkeit ist zunehmend beunruhigt über die Anzeichen einer globalen Erwärmung, die verknüpft ist mit den anthropogenen Treibhausgasemissionen wie CO₂ und CH₄. Die neuesten wissenschaftlichen Klimadaten lassen den Schluss zu, dass die beobachteten Klimaänderungen zumindest teilweise auf menschliche Ursachen zurückzuführen sind [5] (Tab. 1a).

Die Folge eines weiteren Emissionsanstieges könnte eine Klimaänderung nie geahnten Ausmasses sein. Die Konsequenzen für Natur und Menschheit sind nicht absehbar und könnten eine positive Entwicklung der Menschheit beeinträchtigen.

	CO ₂ (Kohlendioxid)	CH ₄ (Methan)	N ₂ O (Lachgas)	CFC-11 (Chlor-Fluor-kw)	HFC-23 (Hydro-Fluor-kw)	CF ₄ (Perfluormethan)
Vorindustrielle Konzentration	ca. 280 ppm	ca. 700 ppb	ca. 270 ppb	0	0	40 ppt
Konzentration 1998	365 ppm	1745 ppb	314 ppb	268 ppt	14 ppt	80 ppt
Zunahme der Konzentration ^b	1.5 ppm/Jr ^a	7.0 ppb/Jr ^a	0.8 ppb/Jr	-1.4 ppt/Jr	0.55 ppt/Jr	1 ppt/Jr
Verweilzeit in der Atmosphäre	5 - 200 Jr ^c	12 Jr ^d	114 Jr ^d	45 Jr	260 Jr	>50.000 Jr

a Die Zunahme fluktuiert zwischen 0.9 ppm/Jahr und 2.8 ppm/Jahr für CO₂ und zwischen 0 und 13 ppb/Jahr für CH₄ in der Periode 1990 - 1999
b Die Zunahme bezieht sich auf die Periode 1990 - 1999.
c Für CO₂ kann keine Zeitkonstante angegeben werden. Die Aufnahmeprozesse sind je nach Senke unterschiedlich.
d Diese Verweilzeit wird als Justierzeit definiert. Sie trägt den indirekten Effekten des jeweiligen Treibhausgases Rechnung.

Tab. 1a Beispiele der Zunahme der wichtigsten Treibhausgase und deren Verweilzeiten in der Atmosphäre.

Methan zählt zu den wichtigsten Treibhausgasen. Die Nutzung von Energieträgern wie Erdgas führt zwangsläufig zu Emissionen. Die Gaswirtschaft schenkt gerade diesem Aspekt ihre besondere Aufmerksamkeit. Das Treibhauspotential von Methan ist, bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren, 23-mal höher als dasjenige von CO₂ (Tab. 1b).

In den letzten zehn Jahren hat die Schweizer Gaswirtschaft ihre Methanemissionen (-verluste) inventarisiert, bewertet und totalisiert. Im Jahr 1993 erarbeitete der SVGW in Zusammenarbeit mit Battelle eine Referenzerhebung: «Methanemissionen aus der Nutzung von Erdgas in der Schweiz und Vergleich mit anderen Methanemittenten». Die Arbeit bezieht sich auf das Referenzjahr 1994. Nach den Resultaten der Battelle-Studie beliefen sich die Methanverluste auf 0.9% des Erdgasaufkommens der Schweiz. Der

SVGW führte 1998 mit derselben Methodik eine Aktualisierung der Battelle-Studie für das Jahr 1996 durch. Dabei wurden neuere Emissionsfaktoren für die Fortschreibung verwendet. Die Resultate zeigen einen Rückgang der Methanemissionen auf 0.8% des Erdgasaufkommens. Beide Studien belegen, dass die Reduktion auf die Sanierung der alten Graugussleitungssysteme (teilweise noch mit Stemm-Muffen) im Verteilbereich zurückzuführen ist [1, 6].

Die Abschätzung der aktuellen Emissionssituation basiert in der vorliegenden Erhebung auf den neuesten Daten zur Infrastruktur der Schweizer Gasindustrie. Die Methodik ist angepasst worden und die zukünftigen Emissionen werden mittels eines Excel-basierten Modells abgeschätzt [1,2,3,4].

Auf Grund seiner chemischen Zusammensetzung verursacht Erdgas bei der Verbrennung einen wesent-

lich geringeren Ausstoss an CO₂ als andere fossile Energieträger. Vom Blickwinkel der globalen Erwärmung aus ist es deshalb vorteilhaft, den Verbrauch von kohlenstoffintensiven fossilen Energieträgern zu senken und den Erdgasanteil an der Energieversorgung zu erhöhen. Vor diesem Hintergrund ist eine sorgfältige Beobachtung der Methanemissionen eine wichtige Aufgabe der Gasindustrie – auch um den Umweltvorteil des Systems Erdgas belegen zu können.

Seit 1996 hat sich in der Gasindustrie ein rascher Wandel vollzogen. Die Modernisierung der Verteilung führt zu einer Reduktion der Erdgasverluste aus dem Leitungssystem. Basierend auf den neuen Infrastrukturdaten lässt sich das Niveau der Methanemissionen unter heutigen Betriebsbedingungen ableiten. Auch die Aktivitätskoeffizienten und die Emissionsfaktoren werden angepasst. Neue Erkenntnisse und zusätzliche Faktoren, die früher nicht berücksichtigt werden konnten, können heute genutzt werden.

Die *Teilaufgaben*, die es bei der Erstellung der Studie zu erfüllen gilt, sind die folgenden:

- Feststellung der allgemeinen Beziehungen zwischen dem Erdgassystem und den damit verbundenen Emissionen
- Untersuchung der wichtigsten Segmente des Erdgasnutzungssystems und seiner Emissionskoeffizienten
- Quantitative Abschätzung der Emissionen des Systems Erdgas
- Analyse der zukünftigen Erdgasnutzung und der damit verbundenen Methanemissionen
- Revision des ursprünglichen Battelle-Berichts und Verbesserung der Emissionsabschätzung basierend auf den neueren Methoden

Die vorliegende Arbeit liefert eine generelle Analyse eines typischen Erdgassystems und dessen Methanemissionssituation sowie eine Untersuchung der Schweizer Erdgasversorgung. Die Arbeit umfasst die gesamte Versorgungskette von der Produktion bis zum Endverbrauch.

2. Die Schweizer Gasindustrie

Das Schweizer Erdgasversorgungssystem emittierte im Jahr 2000 *zwölftausend Tonnen* Methan in die Atmosphäre. Die Gaswirtschaft steht damit für 5.5% der nationalen Methanemissionen. Diese Methanverluste sind in

Gas		Verweilzeit (Jahre)	GWP (Zeithorizont in Jahren)		
			20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
Kohlendioxid	CO ₂	?	1	1	1
Methan ^a	CH ₄	12.0 ^b	62	23	7
Lachgas	N ₂ O	114 ^b	275	296	156

Tab. 1b Direkte Treibhauspotentiale von Methan und Lachgas im Verhältnis zu demjenigen von Kohlendioxid.

a) Das GWP von Methan schliesst einen indirekten Beitrag aus der atmosphärischen H₂O- und O₃-Produktion ein.
b) Die Werte von Methan und Lachgas sind Korrekturwerte, welche die indirekten Emissionseffekte während der Lebenszeit einschliessen.

(Quelle: IPCC-Bericht Climate Change, 2001, The Scientific Basis)

den letzten Jahren in stetem Sinken begriffen. Dies ist vor allem auf den Ersatz der alten Leitungssysteme und auf die vermehrte Verwendung von Polyethylen als Leitungswerkstoff zurückzuführen. Diese Rohrleitungen können im Vergleich zu früheren als fast verlustlos (technisch dicht) angesehen werden (Abb. 1a).

Gemäss der Sanierungsstatistik 2001 wurden seit 1993 ungefähr 1000 km Graugussleitungen ersetzt oder saniert, d.h. nahezu ein Drittel des Gesamtbestandes. Da Leckagen unter Sicherheits- und Wirtschaftlichkeitsaspekten unerwünscht sind, konnten die Gasversorgungen durch die Sanierungen sowohl ökologisch wie ökonomisch profitieren.

Die Schweiz hat ihren Erdgaskonsum seit 1990 um mehr als 49% gesteigert (68 310 TJ Verbrauch 1990, 101 880 TJ im Jahr 2000). Da Methan die Hauptkomponente von Erdgas ist (in der Schweiz wird Erdgas H mit einem Methan-gehalt von 91 bis 98% verteilt), hat damit auch der Konsum von Methan im Jahr 2000 zugenommen (Abb. 1b).

3. Methodik der Bestimmung der Methanemissionen

Die Grundgleichung zur Abschätzung der Methanemissionen lautet:

$$\text{Gesamtemission} = \sum (\text{Emissionsfaktor} \times \text{Aktivitätskoeffizient})$$

Der Emissionsfaktor beschreibt die *Methanfreisetzungsrates* (gemessen oder abgeschätzt) eines Systems oder einer Systemkomponente während des Normalbetriebes. Für ein Erdgassystem existieren eine Vielzahl von Emissionsfaktoren. Auch für sonst identische Systemkomponenten können diese Faktoren stark variieren.

Der Aktivitätskoeffizient entspricht der Anzahl Systembauteile, denen jeweils ein bestimmter Emissionsfaktor zugeordnet wird. Beispielsweise kann der Aktivitätskoeffizient die Zahl der Kompressorstationen sein, oder aber auch einer bestimmten Vollbetriebsstundenzahl eines Kompressorentyps entsprechen. Die Methodik, die zur Abschätzung der Methanverluste gewählt wird, hängt stark von der geforderten Genauigkeit ab. Methoden, die anlagen- und ortsspezifische Daten nutzen, werden heute bevorzugt.

Die Differenz zwischen den Methoden hängt von den folgenden Faktoren ab:

- Gewählte Aktivitätskoeffizienten
- Zuordnung der Emissionsfaktoren

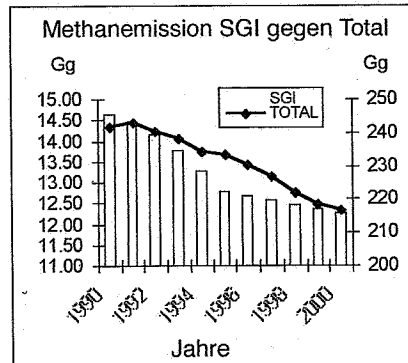


Abb. 1a Die Methanverluste der Schweizer Gaswirtschaft im Vergleich zu den Gesamtmethanemissionen der Schweiz.

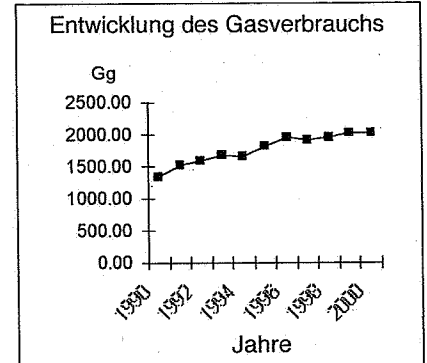


Abb. 1b Die Zunahme des Schweizer Erdgasverbrauchs ausgedrückt in Methanmasse. (Quelle: Inventar Schweizer Treibhausgasemissionen per 2000)

3.1 Methodenvergleich

Eine praktikable, auf Schweizer Verhältnisse angepasste Methodik stützt sich im Wesentlichen auf die Ansätze IPCC, U.S.-EPA-GRI und Battelle. Die wichtigsten Ansätze weisen grosse Ähnlichkeiten auf. Unterschiede in den Details sind in der *Tabelle 2* zusammengefasst [1,7,8].

Im Battelle-Bericht wurden die deutschen Emissionsfaktoren zur Berechnung der Schweizer Situation angewendet. Die IPCC-Methodik bezieht sowohl Schätzungen der Öl- wie der Gasindustrie ein. Im Vergleich mit Battelle und GRI sind diese sektoriellen Schätzungen besser abgestützt. Die Ansätze gehen im Detaillierungsgrad bis auf die

	Battelle	EPA(bevorzugte Methode)	IPCC
Emissionsquellen	1 Förderung und internationaler Transport 2 Schweizer Binnentransport und Regionalverteilung 3 Verteilung 4 Endverbrauch	1 Produktion 2 Aufarbeitung 3 Transport 4 Verteilung	1 Produktion Leckagen, Freisetzung bei Wartung, Emissionen bei Förderung, Spülung und Abfackeln aus der Öl- und Gasproduktion 2 Aufarbeitung, Transport und Verteilung Emissionen aus Aufarbeitung, Transport Verteilung: Lecks in Industrieanlagen und bei Stromproduktion. Lecks bei Privat- und Gewerbekunden
Benötigte Daten	Erdgasaufkommen, Leitungslängen aufgeteilt in Material und Druckstufe	Zahl der Förderstellen, Aufarbeitungsanlagen, Kompressorstationen, Speicher, Leitungslänge	Gefördertes und verbrauchtes Gas
Emissionsfaktor	Detailliert vor allem im Verteilsektor	Klar definiert	Werte im vorgegebenem Bereich
Emissionsaktivität	Sehr hohe Spezifizierung, detailliert auf Stufe Verteilung	Sehr hohe Spezifizierung, Zahl Quellen, Plattformen, Verarbeitungsanlagen, Verteilernetzlänge etc.	Grobe Abschätzung, nur gefördertes und verbrauchtes Erdgas werden einbezogen.

Tab. 2 Vergleich der Methodik zur Abschätzung der Methanfreisetzung von Erdgasversorgungssystemen nach IPCC, U.S.-EPA-GRI und BATTELLE.

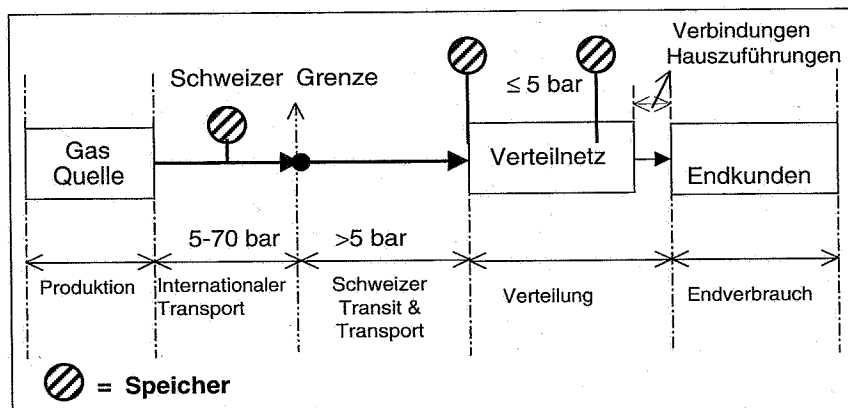


Abb. 2a Betrachtete Systemgrenzen der Schweizer Erdgasversorgung.

Komponentenebene bei Untersystemen des Gasversorgungssystems zurück, was sehr viele spezifische Informationen und Freisetzungsschätzwerte bedingt.

Trotz der grossen Ähnlichkeiten der Ansätze existieren dennoch wichtige Unterschiede. Beispielsweise legt die Battelle-Studie im Gegensatz zu den anderen Methoden sehr viel Gewicht auf das lokale Verteilsystem, da dieses Subsystem der wichtigste Verursacher der Methanfreisetzung ist. Wegen der hohen Detaillierung ist man aber oft auf Abschätzungen in Bezug auf einzelne Emissionsfaktoren angewiesen.

3.2 Methodenwahl für die Schweizer Gasindustrie

Eine Anzahl von Studien geben quantitative Werte für die Methanfreisetzungen an: z.B. Battelle (1994) EPA (1999), IPCC (1994). Die Einteilung in Subsektoren des Gasversorgungssystems ist recht unterschiedlich. In manchen Studien wird prozessorientiert vorgegangen – von der Förderung über den Transport bis hin zur Verteilung – in anderen Studien wiederum wird der Funktionsansatz unter Einbezug aller Komponenten in der Kette gewählt, d.h. vom Bohrkopf

zur Kompressorstation bis zum Endverbrauchsgerät.

Mit einer Kombination der obigen Vorgehensweisen ist eine objektivierte Abschätzung der Methanverluste der Schweizer Gasindustrie versucht worden. Dabei wurde auf die Ergebnisse der existierenden Berichte zurückgegriffen. Diese klassifizieren die Hauptsysteme und bauen die Gesamtemissionen aus einer gewissen Zahl von definierbaren Teilquellen auf. Das folgende Vorgehen wurde gewählt:

- Definition der Systemgrenzen
- Bestimmung der Emissionsquellen in Funktion der Systemcharakteristik
- Definition, Spezifikation der Aktivitätskoeffizienten und der Emissionsfaktoren
- Zuordnung des Anteils internationaler Methanemissionen in Funktion der in der Schweiz genutzten Erdgasmengen
- Berechnung der Methanemissionen jeder identifizierten Quelle gemäss Anteil Schweiz, was einem Faktor zwischen 0 und 1 entspricht
- Summation aller Quellenemissionen zur Gesamtemission der Erdgasversorgung Schweiz

Die Schweizer Erdgasversorgung besteht aus den folgenden *Subsystemen*:

men, die in der Abbildung 2a dargestellt sind (die detaillierten Daten sind in Kap. 4 aufgeführt).

1. Produktion (Extraktion und Reinigung)
2. Internationaler Transport
3. Transit durch die Schweiz und Binnentransport
4. Schweizer Verteilnetz
5. Gasverwendung

Den Subsystemen 1 bis 3 ist auf Grund der spezifischen Schweizer Verhältnisse eine gewisse Emissionsmenge gemäss ihrem Verbrauch zuzuschlagen, da die Schweiz keine eigene Erdgasförderung hat und der Grossteil des in der Schweiz transportierten Erdgases für Italien bestimmt ist. Bei den Punkten 4 und 5 sind die dort errechneten Emissionen voll der Schweizer Gaswirtschaft zuzurechnen. Für jedes Subsystem werden die Methanemissionen unter Einbezug der Emissionsfaktoren und der Aktivitätskoeffizienten für jede Teilkomponente separat summiert. Die mathematische Funktion lautet:

$$\text{Emissionen}_j = \sum_i \text{EF}_{ij} \cdot \text{AF}_{ij} \cdot \text{SH}_{ij}$$

j: Subsystem-Index

i: Komponente des Subsystems j

Die gesamten Schweizer Emissionen der Schweizer Erdgas-Versorgung resultieren aus der Summation der Emissionen aller Subsysteme:

$$\text{Total Emissionen} = \sum_j \text{Emissionen}_j$$

Dabei gilt:

- Emissionen_j sind die Methanemissionen des Subsystems j (in Tonnen CH₄/Jahr)
- EF_{ij} sind die Komponentenemissionen innerhalb des Subsystems j (m³/km/Jahr oder Einheit/Jahr etc. – jeweils abhängig von der betrachteten Komponente)
- AF_{ij} ist der Aktivitätskoeffizient i des Subsystems j (in km oder Mio. m³/Jahr, abhängig vom Subsystem und der betrachteten Komponente)
- SH_{ij} ist der Anteilsprozentsatz der Emissionen, welche der Schweiz zugerechnet werden müssen
- Total-Emissionen sind die gesamten Emissionen des Schweizer Erdgasversorgungssystems

3.3 Zuordnung und Abgrenzungen

Am schwierigsten zu bestimmen und zuzuordnen sind die Freisetzungen folgender Subsysteme:

I Produktion

In der Schweiz wird kein Erdgas gefördert. Bei der Zuordnung der Emissionen aus diesem Sektor ist nur der Anteil, bezogen auf den Schweizer Inlandverbrauch, anzurechnen. Theoretisch entspricht dies dem Aktivitätskoeffizienten der Produktion in Relation zum Inlandgasabsatz Schweiz. Es ist allerdings schwierig, detaillierte konsistente Informationen über die verschiedenen Produktions- resp. Förderstätten zu erhalten. Auf Grund der Komplexität der Schweizer Erdgasversorgung muss ein geeigneter Zuordnungsschlüssel gefunden werden. Nur dann kann die Zuordnung der Methanverluste der Produktion in transparenter Weise erfolgen. Der beste Weg ist die Anwendung des Massenerhaltungssatzes, um die Probleme der Anteilsberechnung zu umgehen. Dabei sind die Emissionen aus dem internationalen Transport und der Speicherung einzubeziehen.

Der Weg des Erdgases von der Produktion, Transport, Speicherung bis hin zur Schweizer Grenze ist in der *Abbildung 2b* dargestellt.

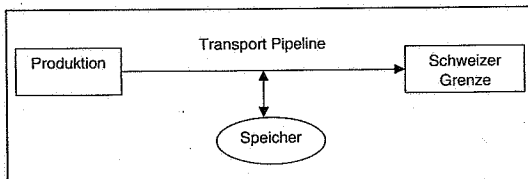


Abb. 2b Schematische Darstellung Produktion, des Transportes und der Speicherung bis zur Schweizer Grenze.

Der Erdgastransport bis zur Schweizer Grenze kann in zwei Teile zerlegt werden. Ein Teil des Erdgases geht direkt zur Grenze, der andere Teil kommt aus ausländischen Speichern. Für den Erdgasanteil, der direkt transportiert wird, kann in einem *Sankey-Diagramm* die Emissionsbilanz dargestellt werden (*Abb. 2c*). Für diesen Teil des Erdgases kann folgende Bilanzgleichung angegeben werden:

$$V_{in} + E_{inter-trans} = P - P \cdot \alpha = P(1 - \alpha)$$

Damit folgt für die Emissionen:

$$\text{Emissionen aus Produktion} = P \cdot \alpha = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \cdot (V_{in} + E_{inter-trans})$$

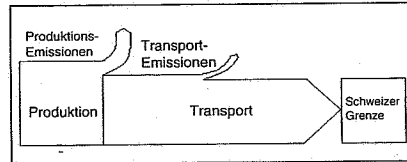


Abb. 2c Emissionsbilanz der Erdgasförderung und des Transportes direkt zur Schweizer Grenze.

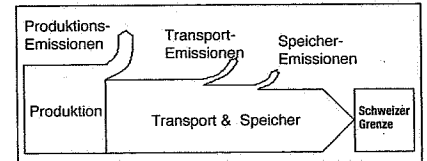


Abb. 2d Emissionsbilanz der Erdgasförderung und des Transportes unter Einbezug der Speicherung bis zur Schweizer Grenze.

- V_{in} : Volumenmenge, die an der Schweizer Grenze und in der Schweiz abgesetzt wurde
 $E_{inter-trans}$: Jährliche Emissionen des internationalen Transportes
 P : Produktion für den Schweizer Absatz
 α : Emissionsfaktor der Produktion

Für die Produktion und den Transport unter Einbezug von Speichern gilt (*Abb. 2d*):

$$V_{in} + E_{inter-trans} + E_{Speicher} = P - P \cdot \alpha = P(1 - \alpha)$$

Damit kann folgender Ausdruck für die Emissionen hergeleitet werden:

$$\text{Emission der Produktion} = P \times \alpha$$

$$E_{Speicher}: \text{Jährliche Methanemissionen der Erdgasspeicherung}$$

II Internationaler Transport sowie Schweizer Transit und Transport

a) Die Emissionen des internationalen Transportes lassen sich folgendermassen berechnen:

$$E_{inter-trans} = \sum_{i=1}^3 L_i \cdot EF_i \cdot SA_i$$

- L_i : Länge der internationalen Pipelines, welche die Schweiz über drei Wege erreichen
 EF_i : Emissionsfaktoren
 SA_i : Schweizer Anteil

b) Für den *Flüssigerdgastransport* gilt, dass der Aktivitätskoeffizient die verteilte Menge nach

der Regasifikation ist.

Folgende Erhaltungsgleichung gilt:

$$V_t = V_{in} + E_{inter-trans}$$

- V_t : Volumen nach der Regasifikation
 V_{in} : Volumenanteil, der die Schweizer Grenze passiert
 $E_{inter-trans}$: Jährliche Emissionen des internationalen Transportes

c) Beim *Schweizer Transit* und den *Inlandtransporten* wird die Emissionsmenge, die der nach Italien transportierten Erdgasmenge entspricht, abgezogen:

$$E_{swiss-trans} = E_{tot} - E_{it-Italien}$$

- $E_{swiss-trans}$: Für die Schweiz relevante Gesamtemissionen des Systems Schweizer Transit und Inlandtransport
 E_{tot} : Gesamtemissionen von Transit und Binnentransport
 $E_{it-Italien}$: Transitemissionen, die dem Erdgasvolumen, welches nach Italien geliefert wird, zugeordnet werden können

4. Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie

4.1. Die Grundlagendaten von der Quelle bis zum Verbrauch

Emissionsabschätzung

Das Erdgasaufkommen von der Förderung über den Transport bis hin zum Import und der Verteilung

Verwendung der aufgeführten Modelle in einem Excel-Format berechnet werden (Kapitel 3.2).

4.2 Auswertung der Resultate

Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie werden gemäss dieser Studie auf 12 066 t für das Jahr 2001 berechnet. Dabei entfallen 6200 t auf die Gasverteilung in der Schweiz, das heisst mehr als 50% der totalen Emissionen fallen national an. Die ausländische Extraktion/Produktion und der Endverbrauch schlagen mit 20% zu Buche (siehe auch Tab. 4a). Die geringsten Emissionen fallen beim internationalen Gastransport über Hochdruck-Pipelines an, nämlich nur 1% der Gesamtverluste. Auch sehr gering fallen die Verluste beim Schweizer Gastransit und beim Binnentransport aus (Verluste im tiefen Prozentbereich). Im Jahr 2001 wurden in der Schweiz 2954 Mio. m³ Erdgas verbraucht. Die Verluste entsprechen 0.61% dieser Menge (Tab. 4a).

Die Hauptverluste im Erdgasverteilnetz Schweiz treten bei Grauguss- und Stahlleitungen auf. Die duktilen Gussleitungen tragen total 20% zu den Methanfreisetzungen bei. In Bezug auf die Druckstufen ist das Niederdrucknetz der Hauptmittelpunkt, der 97% zu den totalen Methanemissionen in der Erdgasverteilung beiträgt.

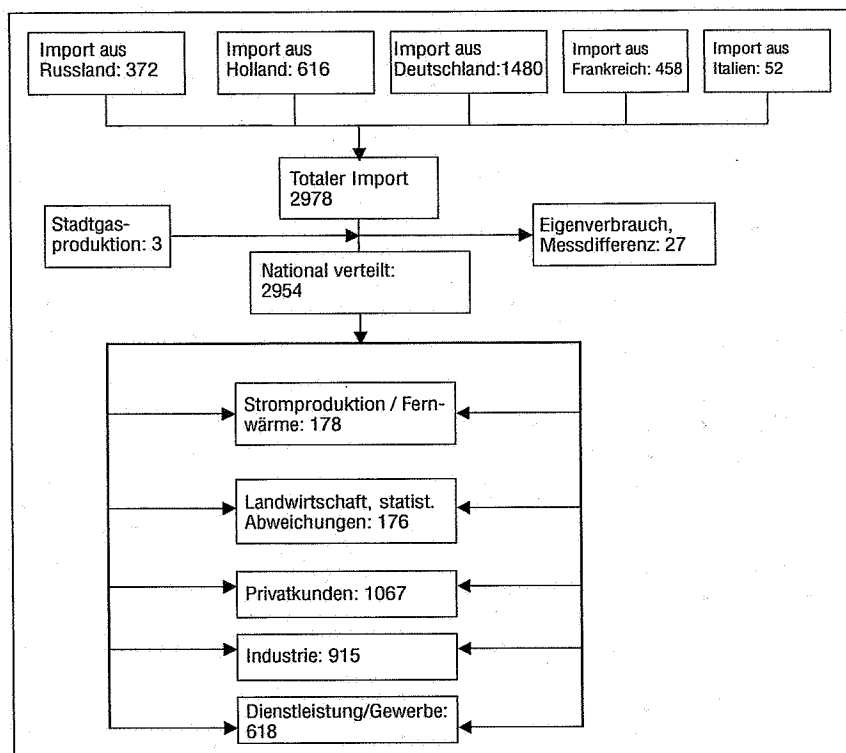


Abb. 3a Erdgasimport, Verteilung und Endverbrauch in der Schweiz 2001 (in Mio. m³). (Frankreich und Italien sind lediglich Transitländer, Erdgas aus Russland erreicht die Schweiz über Deutschland.)

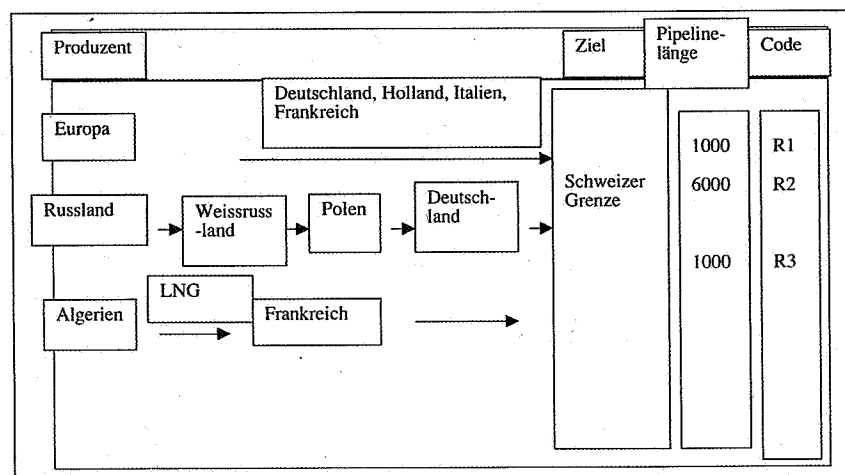


Abb. 3b Die drei Erdgaswege in die Schweiz; Schätzungen des SVGW und der Gaznat (Einheit: km).

per 2001 ist in Abb. 3a aufgeführt. Tabelle 3a gibt Auskunft über die Quelle und das geförderte Volumen. Erdgas erreicht die Schweiz über den internationalen Transport auf drei Wegen gemäss Abb. 3b [GJ] [7J]. Der der Schweiz zuzuordnen-

de Anteil an den Emissionen ist in Tabelle 3b aufgeführt.

Die relevanten Emissionsfaktoren und die Aktivitätskoeffizienten für jede Kategorie des Versorgungssystems sind in Tabelle 5 wiedergegeben. Die Emissionen können unter

Quelle	Volumen exportiert in die Schweiz	Volumen benötigt von der Schweiz		Volumen benötigt von Italien
Europa	9900	2148	22%*	7752
Russland	372	372	100%	0
Algerien über Frankreich	458	458	100%	0
Total	10730	2978	-	7752

Tab. 3a Erdgasquellen und zugeordnete Mengen in Mio. m³ (2001). *Entspricht dem Anteil Schweiz in Bezug auf Transit und Binnentransport. (Quelle: SVGW, 2002)

Produzent	Export nach Europa ^a (Million m ³)	Export in die Schweiz ^b		
		Volumen (Million m ³)	Transit Länder	Anteil
Europa	46680	2148	-	4.6%
Deutschland, Italien, Holland	4480	1532	-	34.2%
	42200	616	Belgien, Frankreich	1.5%
Russland	126860	372	Weissrussland, Polen, Deutschland	0.3%
Algerien	23700 (LNG: 9800 nach Frankreich)	458 (LNG)	Frankreich	1.9%
Total	197240	2978		1.5%

Quelle: a BP Statistical Review of World
b SVGW, 2002

Tab. 3b Anteil der Schweiz an den Emissionen des internationalen Transports 2001. (Quelle: a) Statistical Review of Energy 2000; b) SVGW, 2002)

System-Kategorie	Erdgas(m ³)	Methan(g)	Prozentanteil der Totalemissionen	Anteil am Endverbrauch
Fremdproduktion	4.3E+06	2.8E+09	23.6%	0.15%
Internationaler Transport	1.1E+05	7.2E+07	0.6%	0.00%
Schweizer Transit & Binnentransport	5.8E+05	3.8E+08	3.2%	0.02%
Schweizer Verteilnetz	9.4E+06	6.2E+09	51.3%	0.32%
Endnutzung	3.9E+06	2.6E+09	21.4%	0.13%
Total	1.8E+07	1.2E+10	100.0%	0.62%

Tab. 4a Jährliche Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie, aufgeteilt nach Subsystemen (Sektoren).

5. Abschätzung der zukünftigen Methanemissionsentwicklung

5.1. Das Potential für Emissionsreduktionen durch Verteilnetz-Sanierungen

Aus allen Studien geht hervor, dass die Hauptquelle der Emissionen das Gasverteilnetz ist und hier wiederum die Niederdruckverteilung. Materialmässig tragen die duktilen Gussleitungen und die Stahlleitungen ohne kathodischen Korrosionsschutz am meisten zu den Netzverlusten bei (Tab. 4b).

Betrachtet man die Entwicklung des Schweizer Gasverteilnetzes zwischen 1993 und 2000, so können zwei Trends ausgemacht werden: Mit der zunehmenden Kundenzahl nimmt die Verteilnetzlänge zu, wobei hauptsächlich Polyethylen und Stahl mit kathodischem Korrosionsschutz zum Einsatz kommt. Zudem werden zunehmend Gussleitungen (Grauguss, Duktiguss) und Stahlleitungen ohne Korrosionsschutz durch PE-Leitungen oder Stahlleitungen mit Korrosionsschutz ersetzt. Der Leitungsanteil mit hohen Leckraten nimmt deswegen im Schweizer Verteilnetz laufend ab. Das Emissionsreduktionspotential in Bezug auf den Komplettersatz alter Netzteile im Schweizer Erdgasverteilnetz kann in Relation zur Situation 2001 gesetzt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle neuen Verteilleitungen in Polyethylen oder Stahl mit Korrosionsschutz ausgeführt werden. Tabelle 6a zeigt die Resultate. Daraus geht hervor, dass der Ersatz von Graugussleitungen den stärksten Einfluss hat, da es das Material mit dem grössten Emissionsfaktor ist.

Material	ND	MD	HD	Total	Prozent
Grauguss	2.4E+09	1.4E+07	0	2.4E+09	40.2%
Duktiguss	1.1E+09	7.5E+07	1.2E+06	1.2E+09	19.6%
Stahl	2.0E+09	3.2E+07	1.4E+06	2.0E+09	33.9%
Polyethylen	2.6E+08	6.2E+07	4.3E+06	3.3E+08	5.4%
Relining	4.0E+07	9.4E+06	5.9E+03	4.9E+07	0.8%
Total	5.8E+09	1.9E+08	6.8E+06	6.0E+09	100%
Prozent	96.7%	3.2%	0.1%	100%	

Tab. 4b Methanemissionen der Schweizer Erdgasverteilung (ohne überregionalen Transport) aufgeteilt nach Rohrmaterial und Druckstufe (in Einheiten [g/Jahr]).

5.2 Basisszenario für die Entwicklung des Erdgasverbrauchs und der Methanemissionen

Geht man davon aus, dass die effektivsten Massnahmen zur Emissions-

minderung die Sanierung des Verteilnetzes ist, so lässt sich errechnen, wie sich die Methanfreisetzung entwickelt. Vorausgesetzt wird dabei, dass sich die übrigen Rahmen-

Subsystem		Aktivitätskoeffizient		Emissions-Faktoren		Emissionen	
		Wert	Einheit	Wert	Einheit	m³/Jahr	m³/Jahr
Produktion		Schweiz relevante Produktion				4.3E+06	2.8E+09
Europa		2.15E+09	m³/Jahr	0.0801	%	1.7E+06	1.1E+09
Russland		3.72E+08	m³/Jahr	0.0801	%	3.0E+05	2.0E+08
Algerien		4.58E+08	m³/Jahr	0.5025	%	2.3E+06	1.5E+09
Internationaler Transport ^a						1.1E+05	7.2E+07
Pipeline		Pipelinelänge				4.1E+04	2.7E+07
R1(Europa)		1000	km	249	m³/km/Jahr	1.1E+04	7.4E+06
R2(Russland)		6000	km	1400	m³/km/Jahr	2.5E+04	1.7E+07
R3(Algerien)		1000	km	249	m³/km/Jahr	4.7E+03	3.1E+06
LNG		Regasifikation				2.7E+04	1.8E+07
		4.58E+08	m³/Jahr	0.006	%		
Speicher (Etrez)		Arbeitsvolumen/Jahr				4.0E+04	2.6E+07
		80	Million m³/Jahr	0.05	%		
Schweiz Transit + Transport ^b						5.8E+05	3.8E+08
Pipeline		Pipelinelänge				5.5E+05	3.6E+08
		2204	km	249	m³/km/Jahr		
Kompressoren		Kapazität/Jahr				8.0E+04	5.3E+07
		60	MW/Jahr	6096	m³/MW		
Pipelines (Transit/Italien)		Pipelinelänge				-4.9E+04*	-3.2E+07*
		250	km	249	m³/km/Jahr		
Schweizer Verteilnetz						9.4E+06	6.2E+09
Verteilnetz nach Materialkategorie		Pipelinelänge				9.1E+06	6.0E+09
Grauguss	LP	526	km	0.8	m³/h / km	3.7E+06	2.4E+09
	MP	2	km	1.2	m³/h / km	2.1E+04	1.4E+07
	HP	0	km	0.192	m³/h / km	0.0E+00	0.0E+00
Duktiguss	LP	2127	km	0.088	m³/h / km	1.6E+06	1.1E+09
	MP	98	km	0.132	m³/h / km	1.1E+05	7.5E+07
	HP	88	km	0.0023	m³/h / km	1.8E+03	1.2E+06
Stahl mit kathod. Korrosionsschutz	LP	44	km	0.008	m³/h / km	3.1E+03	2.0E+06
	MP	205	km	0.012	m³/h / km	2.2E+04	1.4E+07
	HP	1184	km	0.00002	m³/h / km	2.1E+02	1.4E+05
Stahl ohne kathod. Korrosionsschutz	LP	3931	km	0.088	m³/h / km	3.0E+06	2.0E+09
	MP	228	km	0.0132	m³/h / km	2.6E+04	1.7E+07
	HP	341	km	0.00062	m³/h / km	1.9E+03	1.2E+06
Polyethylen PE	LP	5612	km	0.008	m³/h / km	3.9E+05	2.6E+08
	MP	669	km	0.016	m³/h / km	9.4E+04	6.2E+07
	HP	1188	km	0.00062	m³/h / km	6.5E+03	4.3E+06
PE Relining	LP	816	km	0.008	m³/h / km	5.7E+04	3.8E+07
	MP	88	km	0.016	m³/h / km	1.2E+04	8.1E+06
	HP	51	km	0.00002	m³/h / km	8.9E+00	5.9E+03
Anderes Relining	LP	39	km	0.012	m³/h / km	4.1E+03	2.7E+06
	MP	9	km	0.024	m³/h / km	1.9E+03	1.2E+06
	HP	0	km	0	m³/h / km	0.0E+00	0.0E+00
Kleine Speicher		Arbeitsvolumen/Jahr				3.3E+03	2.2E+06
Unterlage Speicher		1630000	m³/Jahr	0.05	%	8.2E+02	5.4E+05
Kugelspeicher		980000	m³/Jahr	0.25	%	2.5E+03	1.6E+06
Emissionen aus Unfällen und bei Unterhalt		LP/MP/HP Emissionen				1.4E+05	9.5E+07
NP		8.8E+06	m³/Jahr	1.49	%	1.3E+05	8.7E+07
MP		2.9E+05	m³/Jahr	3.4	%	9.9E+03	6.5E+06
HP		1.0E+04	m³/Jahr	27.8	%	2.9E+03	1.9E+06
Andere Emissionen		Netzwerk Emissionen				1.3E+05	8.4E+07
		9.1E+06	m³/Jahr	1.4	%		
Endnutzung						3.9E+06	2.6E+09
Regulations-Station		-	No.	1000	m³/Station/Jahr	0.0E+00	0.0E+00
Metereinheit		418000	No.	5.11	m³/No./Jahr	2.1E+06	1.4E+09
Haushalt, Services, Landwirtschaft		Verbrauch				1.1E+06	7.4E+08
		1861	Million m³/Jahr	0.0605	%		
		Verbrauch				6.5E+05	4.3E+08
		1093	Million m³/Jahr	0.05943	%		
TOTAL						1.8E+07	1.2E+10

Tab. 5 Inventar der Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie.

quantitativ darzustellen, geht man von einem Basisszenario aus, das in *Abbildung 4* und *Tabelle 6b* zusammengefasst ist.

ND	Länge(km)	Emissionsfaktor (m³/h / km)	Methan (g)
Grauguss	526	0.8	2.4E+09
Stahl ohne Korrosionsschutz	3931	0.088	2.0E+09
Duktilguss	2127	0.088	1.1E+09
Total	6584	-	5.5E+09
Polyethylen oder Stahl mit kathod. Korrosionsschutz	6584	0.008	3.0E+08
Potential	-	-	5.2E+09

Tab. 6a Emissionsreduktionspotential bei Ersatz alter Infrastrukturleitungen im Gasverteilnetz der Schweiz.

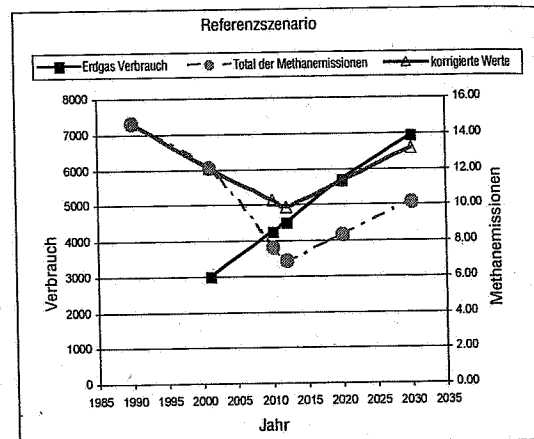


Abb. 4 Basisszenario der zukünftigen Methanfreisetzung der Schweizer Gaswirtschaft.

bedingungen nicht ändern und der Erdgasverbrauch linear zunimmt. Es wird zu Grunde gelegt, dass sich die Emissionen durch die Leitungssanierung jährlich um 5% verringern. Dieses einfache Modell zeigt, dass die Methanemissionen im Jahr 2012 den niedrigsten Punkt erreichen, d.h. danach nehmen sie wieder zu. Der korrigierte Freisetzungswert für 2010 wird durch die

lineare Fortschreibung der jährlichen Veränderung von 1.8% zwischen 1990 und 2001 erhalten. In späteren Jahren muss ein höheres Gasaufkommen in Rechnung gestellt werden, da die realen Emissionen nach 2010 wegen des grösseren Gasverteilsystems zunehmen und das Sanierungspotential ausgeschöpft ist. Um die Beziehung zwischen Methanemissionen und Verbrauch

6. Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Arbeit werden die Methanemissionen der Schweizer Gaswirtschaft auf Grund neuester Daten abgeschätzt. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind die folgenden:

1. Im Jahr 2001 erreichten die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie 12 066 t. Damit sanken sie gegenüber dem Jahr 2000 um 204 t. Die Gesamtmethanemissionen lagen 2001 bei 0,6% des Schweizer Erdgasverbrauchs.
2. Im Unterschied zu den Erdgasversorgungen anderer Länder sind die Hauptverluste in der Schweiz massgeblich der Verteilung und dem Endverbrauch zuzuordnen.
3. Im Rahmen dieser Arbeit ist die Förderung und der Transport getrennt untersucht worden. Im Gegensatz hierzu betrachten andere Studien beide Subsysteme als Einheit.
4. Die in der Studie geschätzten Methanverluste der Schweizer Gasindustrie liegen nahe an den offiziellen Werten (12 170 t). An dieser Stelle ist es aber wichtig, das Augenmerk auf die Genauigkeit der Schätzung zu richten. Oft fehlen kritische Daten oder die vorhandenen Daten sind mit Unsicherheiten behaftet.
5. Die vorliegende Studie liefert einen Ausblick auf die zukünftig zu erwartenden Methanemissionen in Funktion des Anstiegs des Gasverbrauchs und der fortschreitenden Modernisierung der Verteilungsnetze. Die tiefsten zu erwartenden absoluten Me-

Jahr	Zunahme Verbrauch	Verbrauch	Verbrauch nach Förderland (million m³)	Methan Emissionen (Gg)	Korrigierter Wert der Methan emissionen (Gg)
1990		-	-	14.64	-
2001	4%	2978	2148(E) 372(R) 458(A)	12.07	-
2010		4239	-	7.61	10.25
2012	3%	4497	1197(E) 2200(R) 1100(A)	6.87	9.88
2020		5696	1496(E) 2800(R) 1400(A)	8.31	11.32
2030	2%	6944	1744(E) 3400(R) 1800(A)	10.14	13.15

E=Europa, R=Russland, A=Algerien

Tab. 6b Entwicklung der Methanverluste der Schweizer Gaswirtschaft.

thanverluste werden voraussichtlich im Jahr 2012 erreicht.

6. Grauguss-Verteilungen im Niederdruckbereich weisen die höchsten Emissionsfaktoren auf. Die Schätzung der totalen Emissionen reagiert deswegen sehr sensitiv auf Änderungen der Leitungslängen und der Bauart der Leitungen. Die grössten Emissionssenkungen ergeben sich durch den Ersatz der Grauguss-Leitungen durch moderne PE-Leitungen und Stahlrohrleitungen mit Korrosionsschutz.

$$1 \text{ Gg} = 10^9 \text{ g} = 10^3 \text{ t}$$

$$1 \text{ GWh} = 91\,000 \text{ m}^3 \text{ (Standardbedingungen)}$$

Durchschnittlicher Methangehalt des in der Schweiz verteilten Erdgases:
91.84 Vol.-%

Dichte von Methan:

$$0,7175 \text{ kg/m}^3 \text{ (Standardbedingungen)}$$

Standardbedingungen:

$$1013 \text{ mbar}, 0^\circ \text{C}$$

Literaturverzeichnis

- [1] Battelle, 1994
- [2] U.S. EPA, 1999
- [3] IPCC, 1994
- [4] EUROGAS, 2003
- [5] Thomas R. Jacob, 2001, Meeting report: Reflections on The Hague. Climate Policy 1 (2001), p. 278
- [6] Martin Seifert, 1998, Methanfreisetzung

- [7] ICF Consulting, 1999, METHODS FOR ESTIMATING METHANE EMISSIONS FROM NATURAL GAS AND OIL SYSTEMS, p. 3.3-2
- [8] Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
- [9] BP Statistical Review of World Energy 2002
- [10] Trans-European Energy Networks: Policy and Actions of the European Community, 1997
- [11] EUROGAS-MARCOGAZ, 2003, METHODOLOGY FOR ESTIMATION OF METHANE EMISSIONS IN THE GAS INDUSTRY

Adresse der Autoren

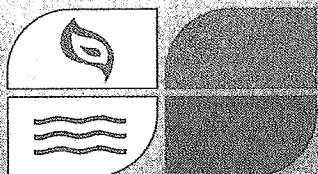
Jiang Xinmin
jxm6872@sina.com

Martin Seifert
Dipl. Ing. ETH, dipl. Natw. ETH
FOGA-Sekretär
SVGW
Eschenstrasse 10
CH-8603 Schwerzenbach
Tel. +41 (0)1 806 30 51
m.seifert@svgw.ch

Einzelne Subsysteme wie z. B. Druckregelstationen im Verteilnetz konnten auf Grund fehlender Daten nur ansatzweise berücksichtigt werden. Die Prognose der künftigen Emissionssituation ist daher sehr allgemein gehalten. Genauere Aussagen liessen sich mit einer detaillierten Erhebung der aktuellen und der künftigen Marktsituation gewinnen.

Anhang:

GWP: Treibhauspotential
GHG: Treibhausgase
EPA: U.S. Umweltbehörde
GRI: Gas Research Institute (Chicago)
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change



Si-Sy AG

Sicherheits-Systeme für die Gas- und Wasserversorgung

si-sy@bluewin.ch

Allmeindstrasse 15
MwSt-Nr. 456169

8840 Einsiedeln
Raiffeisenbank am Ricken

Telefon 055 418 70 00
8733 Eschenbach SG

Fax 055 418 70 05
Konto-Nr. 26792.13