

	DIN ISO 6338	
ICS 13.020.40; 75.020	Einsprüche bis 2024-03-26	
Entwurf		
Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen einer LNG-Anlage (ISO 6338:2023); Text Deutsch und Englisch Method to calculate GHG emissions at LNG plant (ISO 6338:2023); Text in German and English Méthode pour calculer les émissions de GES dans les usines GNL (ISO 6338:2023); Texte en allemand et anglais Anwendungswarnvermerk Dieser Entwurf mit Erscheinungsdatum 2024-01-26 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt. Weil das beabsichtigte Dokument von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren. Stellungnahmen werden erbeten – vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben; – oder als Datei per E-Mail an nagas@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden; – oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas), 53058 Bonn, Postfach 14 03 62 oder Josef-Wirmer-Str. 1 - 3, 53123 Bonn. Es wird gebeten, mit den Kommentaren zu diesem Entwurf jegliche relevanten Patentrechte, die bekannt sind, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen. Gesamtumfang 80 Seiten DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)		

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	4
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	5
Vorwort	6
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe	9
4 Grundsätze	11
4.1 Allgemeines	11
4.2 Relevanz	11
4.3 Vollständigkeit	11
4.4 Konsistenz	11
4.5 Transparenz	11
4.6 Korrektheit	11
4.7 Konservativität	12
5 Grenzen der THG-Bilanz	12
6 Quantifizierung von THG-Emissionen	13
6.1 Identifizierung von THG-Quellen und Quantifizierungsansätze	13
6.1.1 Allgemeines	13
6.1.2 Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen	13
6.1.3 Emissionen aus Abblasen und Abfackeln	14
6.1.4 Flüchtige Emissionen	15
6.1.5 Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie, Betriebsmitteln oder Verbrauchsgütern	16
6.2 Berechnung von THG-Emissionen	17
6.2.1 Anforderungen und Orientierungshilfen	17
6.2.2 THG-Bilanz	18
6.2.3 THG-Quantifizierungsverfahren bei der Verbrennung von Brennstoffen	20
6.2.4 THG-Quantifizierungsverfahren beim Abblasen und Abfackeln	20
6.2.5 THG-Quantifizierungsverfahren bei flüchtigen Emissionen	21
6.2.6 THG-Quantifizierungsverfahren bei Emissionen aus importierter Energie, Betriebsmitteln und Verbrauchsgütern	22
6.2.7 Relevanter Zeitraum und Häufigkeit	22
6.3 Bevorzugte Einheiten	22
6.4 Allokation	22
6.4.1 Grundsätze	22
6.4.2 Methode	23
6.5 Kohlenstoffabscheidung	26
6.5.1 Möglichkeiten für die Kohlenstoffabscheidung:	26
6.5.2 Quantifizierung der Vorteile einer Kohlenstoffabscheidung	26
7 Qualitätsmanagement bei THG-Bilanzen	27
7.1 Allgemeines	27
7.2 Ansatz zur Berechnung von THG-Emissionen	27
7.3 Geschätzte Unsicherheiten der THG-Bilanz	27
7.4 Verfahren zur Dokumentation und Archivierung	27
7.5 Qualitätskontrolle	28
7.6 Qualitätssicherung	29
8 THG-Berichterstattung	29
8.1 Allgemeines	29
8.2 Zusätzliche Angaben	29
8.3 Abbau von THG-Emissionen	30

8.4	Klimakompensation und Emissionshandel	30
9	Unabhängige Überprüfung	30
Anhang A (informativ)	Umrechnungsfaktoren zur Information	31
A.1	Umrechnung von Einheiten	31
A.2	Ungefähre Umrechnungen	31
Anhang B (informativ)	Internationale Initiativen zu Klimazielen	32
Anhang C (informativ)	Beispiele für die Berechnung von Zuordnungen	37
Literaturhinweise		45

Bilder

Bild 1	LNG-Produktionseinrichtung — Abgrenzung von Teileinheiten für die THG-Allokation	25
Bild C.1	Beispiel einer LNG-Anlage	37
Bild C.2	Flussdiagramm bei der Mindestanzahl von Verarbeitungsblöcken	38
Bild C.3	Vollständige Zuordnungsberechnung	42

Tabellen

Tabelle 1	Liste von Einrichtungen einer LNG-Anlage [1]	12
Tabelle 2	Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen in LNG-Verflüssigungsanlagen	14
Tabelle 3	Emissionen aus Abblasen und Abfackeln in LNG-Verflüssigungsanlagen	15
Tabelle 4	Flüchtige Emissionen in LNG-Verflüssigungsanlagen	16
Tabelle 5	Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie, Betriebsmitteln oder Verbrauchsgütern	16
Tabelle A.1	Umrechnung von Einheiten	31
Tabelle A.2	Ungefähre Umrechnungen (je nach Eigenschaften der LNG-Produkte)	31
Tabelle B.1	KPIs und zugehörige Anforderungen	33
Tabelle C.1	Jährliche Emissionen des Beispiels insgesamt	38
Tabelle C.2	Jährliche Emissionen aus dem Brennstoffeinsatz im Beispiel insgesamt	38
Tabelle C.3	Nutzenaufschlüsselung für Gasturbinen	40
Tabelle C.4	Ergebnisse	43

Nationales Vorwort

Dieses Dokument enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm ISO 6338:2023, die vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Oil and gas industries including lower carbon energy“, Unterkomitee SC 9 „Production, transport and storage facilities for cryogenic liquefied gases“, erarbeitet wurde, dessen Sekretariat von AFNOR (Frankreich) gehalten wird.

Das zuständige nationale Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 032-02-10 AA „Anlagen und Ausrüstung von Flüssigerdgas“ im DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas).

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

Für die in diesem Dokument zitierten Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 14044	siehe	DIN EN ISO 14044
ISO 14064-1	siehe	DIN EN ISO 14064-1

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 14044, *Umweltmanagement — Ökobilanz — Anforderungen und Anleitungen*

DIN EN ISO 14064-1, *Treibhausgase — Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene*

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsinstitute (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Normungsthemen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC Directives, Teil 1, beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC Directives, Teil 2, erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67, *Oil and gas industries including lower carbon energy*, Unterkomitee SC 9, *Production, transport and storage facilities for cryogenic liquefied gases*, erarbeitet.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Im Rahmen der Energiewende wird Erdgas eine Schlüsselrolle zukommen (z. B. dadurch, dass bei der Stromerzeugung Kohle als Energieträger ersetzt wird). Daher wird erwartet, dass der Einsatz von LNG zum Transport von Erdgas zunehmen wird. Allerdings sind Verfahren zur Erdgasverflüssigung energieintensiv, und Gasproduzenten sind zunehmend für ihre THG-Emissionen verantwortlich und haben daher auch das Ziel, diese zu reduzieren. Darüber hinaus ergibt sich eine wachsende Nachfrage nach Daten zu Treibhausgasen (THG), um kommerzielle Mechanismen wie den Emissionsausgleich zu ermöglichen.

Es gibt derzeit keine genormten und auditierbaren Verfahren zur Berechnung der Kohlenstoffbilanz über die gesamte LNG-Kette hinweg (einschließlich aber nicht beschränkt auf Bohrungen, vorgelagerte Aufbereitung, Transport, Verflüssigung, Weitertransport, Wiederverdampfung und Verteilung an Endverbraucher). Mehrere Normen zeigen mögliche Ansätze auf, doch sind diese in ihren Ergebnissen nicht einheitlich oder leicht anwendbar.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument bietet ein Verfahren zur Berechnung der THG-Emissionen aus einer LNG-Verflüssigungsanlage an Land oder auf See.

Der Anwendungsbereich dieses Dokuments reicht von den Flanschen der Gaseintrittseinrichtungen in der LNG-Anlage bis einschließlich zu den Verladearmen für Lkw, Schiffe oder Eisenbahnwagen. Die vorgelagerte Gaszufuhr bis zu den Flanschen der Eintrittseinrichtungen in der LNG-Anlage und die nachgelagerte Verteilung des Gases hinter den Verladearmen werden nur allgemein behandelt.

Dieses Dokument behandelt Folgendes:

- alle Einrichtungen, die mit der LNG-Produktion in Zusammenhang stehen, einschließlich Empfangseinrichtungen, Verflüssigersätze (sofern anwendbar), Aufbereitungsanlagen (einschließlich aber nicht beschränkt auf Anlagen zur Dehydrierung sowie zum Abbau von Sauer gas und zum Entzug von Quecksilber und Schwermetallen), Flüssiggasextraktion und -fraktionierung (sofern anwendbar), Verflüssigung, Lagerung und Verladung von Flüssigerdgas, Umgang mit Boil-Off-Gas, Fackel- und Entsorgungssystemen, importierter elektrischer Energie oder Stromerzeugung vor Ort sowie anderer Betriebsmittel und Infrastrukturen (z. B. Schifffahrts- und Transporteinrichtungen).
- Einrichtungen zur Erdgasverflüssigung, die mit der Herstellung anderer Produkte (z. B. Heizgas, Kondensat, Flüssiggas, Schwefel, Export von elektrischer Energie) verbunden sind, soweit dies für die Zuordnung der THG-Emissionen zu den verschiedenen Produkten erforderlich ist.
- alle THG-Emissionen im Zusammenhang mit der Produktion von Flüssigerdgas. Diese Emissionen verteilen sich auf die Anwendungsbereiche 1, 2 und 3 der verantwortlichen Organisation. Die Anwendungsbereiche 1, 2 und 3 sind in diesem Dokument festgelegt. Dabei werden alle Emissionsquellen erfasst, einschließlich Abfackeln, Verbrennen, (prozessorientiertes) Abblasen sowie flüchtige Leckagen und Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie.

Die LNG-Anlage wird als „in Betrieb“ betrachtet, wozu auch die Emissionen zählen, die bei der erstmaligen Inbetriebsetzung, der Instandhaltung, der Stilllegung und dem Wiederanfahren nach einer Wartung oder Störung entstehen. Die Phasen des Baus und Ausbaus, der Inbetriebsetzung und der Stilllegung werden in diesem Dokument nicht behandelt, können aber separat beurteilt werden.

Dagegen fallen die Emissionen, die sich aus dem Boil-Off-Gas-Management während des Beladens eines für den Abtransport vorgesehenen Schiffs oder Fahrzeugs ergeben, in den Anwendungsbereich dieses Dokuments. Emissionen aus Schiffen an Liegeplätzen, z. B. durch Mastentlüftung, werden aber nicht behandelt.

Dieses Dokument beschreibt die Zuordnung von THG-Emissionen zu LNG und anderen Kohlenwasserstoffprodukten, soweit andere Produkte hergestellt werden (z. B. Flüssiggas, Heizgas, Kondensate, Schwefel usw.).

In diesem Dokument werden die bevorzugten Maßeinheiten und die erforderlichen Umrechnungen festgelegt.

Das Dokument enthält auch Empfehlungen für Mess- und Schätzverfahren zur Überwachung und zur Meldung von THG-Emissionen. Einige Emissionen werden gemessen, andere dagegen werden geschätzt.

Dieses Dokument gilt für die LNG-Industrie.

Zu den Anwendungen zählt auch die Bereitstellung eines Verfahrens zur Berechnung von THG-Emissionen durch ein genormtes und auditierbares Verfahren als ein Mittel zur Bestimmung der Kohlenstoffbilanz.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt

nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 14044, *Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines*

ISO 14064-1, *Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*

API *Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Liquefied Natural Gas (LNG) Operations*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 14064-1 und die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <https://www.electropedia.org/>

3.1

Einrichtung

einzelne Anlage oder eine Reihe von Anlagen oder Herstellungsprozessen (stationär oder mobil), die innerhalb einer einzelnen geografischen Grenze, Organisationseinheit oder eines Herstellungsprozesses definiert werden kann

[QUELLE: ISO 14064-1:2018, 3.4.1]

3.2

Treibhauspotential

GWP

Grad der zeitintegrierten Strahlungskraft (Wärmeeffekt) aus der unmittelbaren Freisetzung von 1 kg THG gegenüber der Freisetzung von 1 kg CO₂

3.3

Treibhausgas

THG

gasförmiger Bestandteil der Atmosphäre, sowohl natürlichen als auch anthropogenen Ursprungs, der die Strahlung bei spezifischen Wellenlängen innerhalb des Spektrums der infraroten Strahlung, die von der Erdoberfläche, der Atmosphäre und den Wolken abgegeben wird, aufnimmt und abgibt

Anmerkung 1 zum Begriff: Der 6. Bericht „Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Assessment Report“ enthält eine Liste der THGs.

Anmerkung 2 zum Begriff: Wasserdampf und Ozon sind anthropogene sowie natürliche THGs, aber nicht als anerkannte THGs definiert, da es in den meisten Fällen schwierig ist, den von Menschen induzierten Anteil der globalen Erwärmung von ihrer generellen Anwesenheit in der Atmosphäre zu isolieren.

[QUELLE: ISO 14064-1:2018, 3.1.1]

3.4

Organisationsgrenze

Gruppierung von Tätigkeiten oder Einrichtungen, in denen eine Organisation operativ oder finanzielle Kontrolle ausübt oder an denen sie einen Kapitalanteil hält

[QUELLE: ISO 14064-1:2018, 3.4.7]

3.5

Berichtsgrenze

Gruppierung der/des von innerhalb der Organisationsgrenze berichteten (THG-)Emission oder Entzugs von THG sowie der wesentlichen indirekten Emissionen, die aus dem Betrieb und der Tätigkeit der Organisation resultieren

[QUELLE: ISO 14064-1:2018, 3.4.8]

3.6

Anwendungsbereich 1

direkte Treibhausgasemissionen

direkte THG-Emissionen

Emissionen aus Quellen, die zur Einrichtung zählen oder von ihr kontrolliert werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Dabei kann es sich um Emissionen handeln, die direkt bei der Herstellung oder Synthese von Produkten entstehen, beispielsweise um Verbrennungsabgase aus einer Raffinerie.

3.7

Anwendungsbereich 2

indirekte THG-Emissionen aus erworbener und verbrauchter Energie

indirekte THG-Emissionen aus erworbener und verbrauchter Energie

Emissionen aus der Erzeugung von importiertem Strom, Dampf und Wärme/Kälte, die von der Anlage verbraucht werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Diese Emissionen entstehen physisch in der Einrichtung, in der Strom, Dampf und Kälte oder Wärme erzeugt werden. Aber als Nutzer dieser Energie ist der Verbraucher dennoch für die entstehenden THG-Emissionen verantwortlich.

3.8

Anwendungsbereich 3

weitere indirekte Treibhausgasemissionen

weitere indirekte THG-Emission

Emissionen aus Quellen, die nicht zur Einrichtung zählen und nicht unmittelbar von ihr kontrolliert werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Gleichwohl sind diese den Maßnahmen des Unternehmens zuzuordnen. Dies wird in der Regel der Lieferkette des Unternehmens zugerechnet, es handelt sich also um Emissionen, die durch Lieferanten innerhalb der Lieferkette, ausgelagerte Maßnahmen sowie Reisen und Pendeln der Mitarbeiter verursacht werden. In zahlreichen Branchen machen weitere indirekte THG-Emissionen den größten Anteil an den THG-Emissionen aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der heutigen Wirtschaft viele Aufgaben ausgelagert werden und nur wenige Unternehmen für die gesamte Wertschöpfungskette ihrer Produkte verantwortlich sind.

3.9

Qualitätssicherung

QS

geplantes System von Überprüfungsverfahren, die von Personen durchgeführt werden, die nicht unmittelbar in den Prozess der Erstellung/Entwicklung des Bestands eingebunden sind

3.10

Qualitätssteuerung

QC

geplantes System von Überprüfungsverfahren, die von Personen durchgeführt werden, die nicht unmittelbar in den Prozess der Erstellung/Entwicklung des Bestands eingebunden sind

4 Grundsätze

4.1 Allgemeines

Die Anwendung der folgenden Grundsätze ist entscheidend, um zu gewährleisten, dass THG-bezogene Berechnungen den tatsächlichen Verhältnissen entsprechend berücksichtigt werden.

4.2 Relevanz

Es sollen Daten, Verfahren, Kriterien und Annahmen verwendet werden, die für die beabsichtigte Nutzung der berichteten Informationen geeignet sind. Zur Quantifizierung und Berichterstattung über THG-Emissionen dürfen nur solche Informationen herangezogen werden, die die Anwender – sowohl innerhalb als auch außerhalb der Anlage – für ihre Entscheidungsfindung benötigen. Diese Informationen müssen also dem beabsichtigten Zweck des THG-Projekts entsprechen und die Erwartungen bzw. Anforderungen der Anwender erfüllen. Daten, Verfahren, Kriterien und Annahmen, die irreführend sind oder nicht mit diesem Dokument übereinstimmen, sind nicht relevant und dürfen nicht einbezogen werden.

4.3 Vollständigkeit

Es sind alle relevanten Informationen zu berücksichtigen, die sich auf die Bilanzierung und Quantifizierung von THG-Reduzierungen auswirken können und alle Anforderungen erfüllen. Alle relevanten Informationen müssen zur Quantifizierung der THG-Emissionen genutzt werden. In einem THG-Überwachungsplan muss außerdem festgelegt werden, wie alle für die Quantifizierung der THG-Reduzierungen relevanten Daten erhoben werden.

4.4 Konsistenz

Es sollen Daten, Verfahren, Kriterien und Annahmen verwendet werden, die sinnvolle und gültige Vergleiche ermöglichen. Die glaubwürdige Quantifizierung von Treibhausgasemissionen setzt voraus, dass die Methoden und Verfahren immer gleich sind, dass dieselben Kriterien und Annahmen zur Bewertung von Signifikanz und Relevanz verwendet werden und dass die gesammelten und gemeldeten Daten ausreichend kompatibel sind, um aussagekräftige Vergleiche im Zeitverlauf zu ermöglichen.

4.5 Transparenz

Es sind eindeutige und ausreichende Informationen bereitzustellen, damit Prüfer die Glaubwürdigkeit und Zuverlässigkeit der Angaben zu THG-Emissionen beurteilen können. Transparenz ist entscheidend für die Quantifizierung und Berichterstattung von THG-Reduzierungen, insbesondere angesichts der Flexibilität und der politischen Relevanz vieler THG-Bilanzen. Die THG-Informationen müssen eindeutig und kohärent zusammengestellt, analysiert und dokumentiert werden, sodass die Prüfer ihre Glaubwürdigkeit bewerten können. Die Informationen, die der Beurteilung der Treibhausgasemissionen und der Schätzung der Basisemissionen zuzuordnen sind, müssen ausreichend sein, damit die Prüfer nachvollziehen können, auf welchen Wegen alle Schlussfolgerungen zustande gekommen sind.

4.6 Korrektheit

Unsicherheiten in Bezug auf THG-Messungen, -Schätzungen oder -Berechnungen müssen so weit wie möglich reduziert werden. Bei den Mess- und Schätzverfahren müssen Verzerrungen vermieden werden. Das akzeptable Maß an Unsicherheit hängt von den Zielen der Implementierung eines THG-Projekts und dem beabsichtigten Verwendungszweck der quantifizierten THG-Reduzierungen ab. Wo Korrektheit geopfert wird, müssen die zur Quantifizierung der THG-Reduzierungen verwendeten Daten und Schätzungen konservativ sein.

4.7 Konservativität

Bei unsicheren Daten und Annahmen, bei denen sich die Kosten für Maßnahmen zur Verringerung der Unsicherheit gegen die Erhöhung der Korrektheit nicht aufrechnen lassen, sollte sich nach besten Kräften bemüht werden, die wahrscheinlichsten Daten zu verwenden, wobei die Auswirkungen der wahrscheinlichen Unsicherheitsspannen zu analysieren sind.

5 Grenzen der THG-Bilanz

Die Berichtsgrenzen des THG-Berichts für eine Onshore- oder Offshore-LNG-Verflüssigungsanlage müssen alle Einrichtungen umfassen, die mit der LNG-Produktion verbunden sind. Tabelle 1 enthält Beispiele für Einrichtungen einer LNG-Anlage.

Tabelle 1 — Liste von Einrichtungen einer LNG-Anlage [1]

Einrichtung einer LNG-Anlage	Im Anwendungsbereich des Berichts	Nicht im Anwendungsbereich des Berichts	
Erdgaserzeugung		X	
Schiffs-/Pipeline-Transport		X	
Gaseintrittseinrichtungen	X		
Verflüssigersatz (sofern anwendbar)	X		
Aufbereitungsanlagen (z. B. zur Dehydrierung sowie zum Entzug von Sauer gas, Quecksilber, Schwermetallen und anderen Stoffen)	X		
Flüssiggasextraktion und -fraktionierung (sofern anwendbar)	X		
Verflüssigungsanlage	X		
LNG-Lagerung und -Verladung	X		
Fackel- und Entsorgungssysteme	X		
Kohlenstoffabscheidungsanlage	X		
Betriebsmittelzufuhr (Stromerzeugung vor Ort)	X		
Betriebsmittelzufuhr (importiert)	X		
Betriebsmittel und Infrastrukturen der Anlage (z. B. Schifffahrts- und Transporteinrichtungen)	X		
Wiederverdampfung		X	

Die Organisation, die die finanzielle bzw. betriebliche Kontrolle über die LNG-Verflüssigungsanlage ausübt, muss über alle THG-Emissionen und den THG-Entzug innerhalb der Berichtsgrenzen mindestens im Jahresdurchschnitt berichten.

6 Quantifizierung von THG-Emissionen

6.1 Identifizierung von THG-Quellen und Quantifizierungsansätze

6.1.1 Allgemeines

Zu den wichtigsten zu berücksichtigenden Emissionsquellen zählen die Verbrennung von Brennstoffen, das Abfackeln, die Freisetzung in die Atmosphäre (einschließlich diffuser Emissionen) und Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie oder Verbrauchsgütern. Tabelle 2 bis Tabelle 5 enthalten eine erste Checkliste der zu berücksichtigenden Emissionsquellen sowie einen Überblick über die in der Regel für die verschiedenen Emissionsquellen geeigneten Quantifizierungsverfahren.

Das für die einzelnen Emissionsquellen gewählte Quantifizierungsverfahren wird sich von einer LNG-Anlage zur anderen unterscheiden. Den verschiedenen Anlagen steht eine unterschiedliche Anzahl von Durchflussmessern, Ausrüstungen zur Analyse der Zusammensetzung und Füllstandsmessern zur Verfügung.

Die Betreiber müssen einen Plan zur Quantifizierung der THG-Emissionen aufstellen, um darzustellen, wie alle Emissionsquellen in der Einrichtung am besten identifiziert werden können. Vorzugsweise sollten hierzu alle Primärdaten für alle wichtigen Emissionsquellen erhoben werden. Der Messplan muss auch eine Beurteilung der Korrektheit und der Auswirkungen auf die Berechnung der gesamten THG-Emissionen enthalten. Anhand dieser Bewertung kann der Betreiber dann beurteilen, ob die Menge oder die Fehlergrenze der für die Gesamtbeurteilung verfügbaren Instrumente weiter verbessert werden muss. Eine Orientierungshilfe zu dieser Beurteilung ist in ISO 14064-1:2018, Anhang C, enthalten.

Eine Liste von Daten über Maßnahmen muss auf der Grundlage der Zuverlässigkeit als Primär- und Sekundärdaten festgelegt werden:

- Primärdaten: quantifizierter Wert eines Prozesses oder einer Tätigkeit, der durch direkte Messung oder durch eine Berechnung auf der Grundlage direkter Messungen ermittelt wird;
- Sekundärdaten: Daten, die aus anderen Quellen als Primärdaten erhalten werden.

Die Verwendung von Primärdaten ist stets vorzuziehen. Nur in Ermangelung von Primärdaten können Sekundärdaten verwendet werden, zu denen geschätzte Mengen und durchschnittliche Emissionsfaktoren der Industrie zählen können.

In der Regel werden Primärdaten erfasst, um eine Quantifizierung der THG-Emissionen zu ermöglichen, die mehr als 5 % der gesamten THG-Emissionen des Standorts ausmachen. Für kleinere Einzelquellen ist ein berechneter Ansatz akzeptabel.

In den folgenden Unterabschnitten werden die zu berücksichtigenden Quellen und der übliche Quantifizierungsansatz für die wichtigsten Emissionsquellen beschrieben.

6.1.2 Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen

Die Quantifizierungsansätze für Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sind in Tabelle 2 beschrieben.

Tabelle 2 — Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen in LNG-Verflüssigungsanlagen

Quelle	Beispiele	Quantifizierungsansatz
Gasturbinen- antriebe	Antriebe für Primärverflüssigung sowie für die Strom- und Kälteerzeugung (u. a. Fraktionierung), Kompressorantriebe für die CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (Sequestrierung)	In der Regel werden Primärdaten erfasst, um eine THG-Quantifizierung zu ermöglichen. Zumindest sind hier der Brenngasverbrauch und die Zusammensetzung erforderlich. (Dabei ist zu beachten, dass die Zusammensetzung des Brennstoffs in einer LNG-Anlage je nach Betriebsart stark variieren kann.)
Dieselantriebe	Lösch- und Kesselwasserpumpen, Stromerzeugung	Betreiber melden ggf. den üblichen jährlichen Dieserverbrauch und die sich daraus ergebenden jährlichen Emissionen als nominaler Zuschlag bei der THG-Berechnung.
Kessel	Dampf für Turbinenantriebe oder Prozesswärme	In der Regel werden Primärdaten erfasst, um eine Quantifizierung der THG-Emissionen aus wesentlichen Brennstoffverbrauchern zu ermöglichen, die mehr als 5 % der gesamten THG-Emissionen des Standorts ausmachen. Zumindest sind hier der Brenngasverbrauch und die Zusammensetzung zu messen.
Befeuerte Wärmeerzeuger	Regenerationsgaserhitzer, Heizmittelerhitzer, direkt befeuerte Verdampfer	Sind Brennstoffmessungen verfügbar, sollte der Betreiber den gesamten Brenngasverbrauch und die Zusammensetzung aufzeichnen. Andernfalls ist eine Berechnung auf der Grundlage der Betriebsleistung und des Wirkungsgrads zulässig.
Verbrennungs- anlagen	Verbrennungsanlage für Sauer gas, thermische und katalytische Abluftreinigung, Abfallentsorgung	Siehe oben.
Unverbrannte Kohlenwasserstoffe müssen in allen Abschnitten berücksichtigt werden. Stehen Brennstoffmessungen zur Verfügung, sollte der Betreiber den Gesamtverbrauch an Brenngas zusammen mit den Daten zum Verbrennungswirkungsgrad der verwendeten befeuerten Ausrüstung aufzeichnen. Idealerweise sollte dieser Wirkungsgrad mit gemessenen Emissionsdaten validiert werden.		

6.1.3 Emissionen aus Abblasen und Abfackeln

Die Quantifizierungsansätze für Emissionen aus Abblasen und Abfackeln sind in Tabelle 3 beschrieben.

Tabelle 3 — Emissionen aus Abblasen und Abfackeln in LNG-Verflüssigungsanlagen

Quelle	Beispiele	Quantifizierungsansatz
Atmosphärische Abfall-entsorgung aus Aufbereitungs-anlagen	Ableitung von Sauergas, Abgase der Schwefelanlage	In der Regel werden Primärdaten erfasst, um eine Quantifizierung der THG-Emissionen aus Entlüftungsanlagen zu ermöglichen, die mehr als 5 % der gesamten THG-Emissionen des Standorts ausmachen. Für kleinere Einzelquellen ist ein berechneter Ansatz auf der Grundlage von Wärme- und Werkstoffbilanzdaten akzeptabel. Zumindest sind hier der Brenngasverbrauch und die Zusammensetzung erforderlich.
Atmosphärische Entlüftung von unverbranntem Kohlen-wasserstoff	Abblasen von Speisegasleitungen, Entlüftung von Lagertanks und Drucksicherung, Abblasen von Verladearmen, Abblasen von Kompressoren, Fehlzündung beim Fackelbetrieb	In der Regel werden Primärdaten für signifikante Entlüftungsereignisse aufgezeichnet, wie z. B. dem Abblasen von Rohrleitungen. Für Entlüftungsereignisse, die weniger als 5 % der jährlichen Gesamtemissionen ausmachen, ist ein Berechnungsansatz akzeptabel.
Gasfackeln	Drucksicherung der Prozessanlage und der Lagertanks, Druckentlastung, Management von Boil-Off-Gas und Kältemittelzusammensetzung, Spülgas und Pilotbrenner	In der Regel werden Primärdaten erfasst, um eine Quantifizierung der THG-Emissionen aus Gasfackeln zu ermöglichen, die mehr als 5 % der gesamten THG-Emissionen des Standorts ausmachen. Für kleinere Einzelquellen ist ein berechneter Ansatz akzeptabel.
Stickstoffabgase aus Stickstoff-abscheide-anlagen (NRU)	Stickstoffabgase aus Stickstoffabscheideanlagen können Methan enthalten und werden im Allgemeinen in die Atmosphäre abgeleitet.	Liegen keine Primärdaten vor, kann ein berechneter Zuschlag mithilfe von Daten über die zugrunde liegende Zusammensetzung verwendet werden.
Unverbrannte Kohlenwasserstoffe müssen in allen Abschnitten berücksichtigt werden. Der Betreiber sollte das gesamte Fackelgas in Verbindung mit den Daten zur Verbrennungseffizienz der verwendeten Fackelspitze aufzeichnen. Idealerweise sollte dieser Wirkungsgrad mit gemessenen Emissionsdaten validiert werden.		

6.1.4 Flüchtige Emissionen

Die Quantifizierungsansätze für flüchtige Emissionen sind in Tabelle 4 beschrieben.

Tabelle 4 — Flüchtige Emissionen in LNG-Verflüssigungsanlagen

Quelle	Beispiele	Quantifizierungsansatz
Permeation	Emissionen aus porösen Werkstoffen	Kann mithilfe von Emissionsfaktoren für verschiedene Werkstoffe berechnet werden.
Gasleckagen	Leckagen aus Rohren und Armaturen, Dichtungen von rotierenden Anlagen und Lagertanks	In der Regel erfolgt die Berechnung anhand der Anzahl der Anlagen und Standard-Leckagefaktoren. Anhand von gemessenen Leckagedaten aus der atmosphärischen Überwachung können die angewandten Leckagefaktoren angepasst werden.

6.1.5 Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie, Betriebsmitteln oder Verbrauchsgütern

Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie erfordern Daten des Exporteurs. Zu den vertraglichen Beziehungen mit dem Exporteur sollte die Verpflichtung zählen, Emissionsdaten bereitzustellen. In Ermangelung zuverlässiger THG-Daten für Importe muss die Berechnung die gesamte Lieferkette für die importierten Ausgangsstoffe berücksichtigen. Die Abschneidekriterien für die Berichterstattung müssen in Übereinstimmung mit ISO 14044 festgelegt werden.

Die Quantifizierungsansätze für Emissionen aus importierter Energie, Betriebsmitteln und Verbrauchsgütern sind in Tabelle 5 beschrieben.

Tabelle 5 — Emissionen im Zusammenhang mit importierter Energie, Betriebsmitteln oder Verbrauchsgütern

Quelle	Beispiele	Quantifizierungsansatz
Strom	Strom aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe durch Dritte, Strom aus dem Stromnetz	Primärdaten werden für den gesamten Stromverbrauch erfasst. Für die Quantifizierung der THG-Emissionen sind die Intensitätsmessdaten des Lieferanten erforderlich. Bei Versorgung aus einem Netz wird die durchschnittliche Intensität aller Lieferanten des Netzes benötigt.
Wärme oder Dampf	Dampf oder Heizmittel von Dritten	Primärdaten werden für den gesamten importierten Wärmebedarf erfasst. Für die Quantifizierung der THG-Emissionen sind die Intensitätsmessdaten des Lieferanten erforderlich. Bei Wärmeerzeugung aus Abwärme können die Emissionen aus dem Einsatz des primären Brennstoffs unter Umständen ausgenommen werden. Allerdings müssen zusätzliche Emissionen, wie z. B. durch die Pumpenleistung oder die Befuerung von Heizgeräten oder Heizkesseln, dazu gezählt werden.

Tabelle 5 (fortgesetzt)

Quelle	Beispiele	Quantifizierungsansatz
Andere Betriebsmittel	Kühlung, Luft, Stickstoff, Wasser	Primärdaten werden für alle importierten Betriebsmittel erfasst. Für die Quantifizierung der THG-Emissionen sind die Intensitätsmessdaten des Lieferanten erforderlich. Sekundärdaten sind dann akzeptabel, wenn keine Primärdaten zur Verfügung stehen.
Importierte Verbrauchsgüter	Nicht vor Ort produzierte Kältemittel	Primärdaten werden für die verbrauchten Mengen erfasst. Für die Quantifizierung der THG-Emissionen aus Verbrauchsgütern sind Intensitätsdaten vom Lieferanten erforderlich. Sekundärdaten sind dann akzeptabel, wenn keine Primärdaten zur Verfügung stehen.

6.2 Berechnung von THG-Emissionen

6.2.1 Anforderungen und Orientierungshilfen

Die folgenden Absätze dieses Unterabschnitts stellen Anforderungen und Orientierungshilfen im Hinblick auf die Bewertung von Maßnahmen und Emissionsfaktoren bereit, die für die Umrechnung von Emissionsquellendaten in THG-Emissionen erforderlich sind. In einigen Fällen werden die Emissionen direkt gemessen (z. B. beim Abblasen). In den meisten Fällen ist jedoch eine Berechnung erforderlich, um die gemessenen Daten in berichtbare Emissionen umzuwandeln (z. B. bei der Verbrennung von Brennstoffen).

Die Emissionsberechnungen müssen nach einem konsistenten Verfahren zur Bestimmung von THG-Emissionen aus dem Betrieb von LNG-Anlagen („Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Liquefied Natural Gas (LNG) Operations“) des American Petroleum Institute (API) durchgeführt werden.

Die wichtigsten Inputdaten, die für die Ableitung eines Emissionsfaktors benötigt werden, sind Durchsatz, Zusammensetzung und Wirkungsgrad der Verbrennung.

Für den Durchsatz werden vorzugsweise Messdaten verwendet. Bei fehlenden oder ausgefallenen Messinstrumenten können jedoch auch Berechnungsansätze verwendet werden, z. B. auf der Grundlage von Wärme- und Werkstoffbilanzen oder anderen Daten wie dem Druckabfall, die zur Schätzung des Durchsatzes herangezogen werden können.

Für die Zusammensetzung werden vorzugsweise ebenfalls Messdaten verwendet. Liegen jedoch keine Messdaten vor, können Berechnungen und Schätzungen verwendet werden, die beispielsweise auf der Grundlage regelmäßiger Probenahmen oder Berechnungen anhand der Wärme- und Werkstoffbilanz beruhen. Für Quellen mit vorhersehbarer Zusammensetzung (z. B. Diesel als Brennstoff) können genormte Emissionsfaktoren herangezogen werden. Hinweise zu Emissionsnormen und -ansätzen können dem THG-Kompendium des API entnommen werden.

Für den Wirkungsgrad der Verbrennung werden vorzugsweise ebenfalls Messdaten verwendet. Liegen jedoch keine direkten Messdaten vor, kann der Lieferant der Anlagen Effizienzdaten auf der Grundlage von Prüfungen seiner Ausrüstung im Werk zur Verfügung stellen oder die in der Regel üblichen Werte dem THG-Kompendium des API entnehmen.

Jedes Mal, wenn eine Bewertung von THG-Emissionen gemeldet wird, muss auch der Berechnungsansatz angegeben werden. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass die Qualität der für diese Berechnung verfügbaren Daten die Korrektheit der Ergebnisse beeinflusst.

Die THG-Emissionen von LNG-Anlagen werden mithilfe einer Kombination von Verfahren geschätzt:

- direkte Messungen, einschließlich der Massenbilanzansätze;
- Emissionsfaktoren, einschließlich der von den Herstellern der Ausrüstung bereitgestellten Faktoren;
- technische Berechnungen, die auf Prozesskenntnissen beruhen.

6.2.2 THG-Bilanz

6.2.2.1 Allgemeines

Eine THG-Emissionsbilanz besteht aus gemessenen, berechneten und geschätzten Emissionen aus einzelnen Emissionsquellen, die in Übereinstimmung mit den folgenden Schritten zu einem Inventar zusammengefasst werden:

- Festlegung des Zwecks und des Inhalts der THG-Bilanz, der THG-Emissionsquellen, der Beurteilungsgrenze und des Referenzbasisjahrs;
- Auswahl von Maßnahmen und Emissionsfaktoren: Bereitstellung von sektorspezifischen Orientierungshilfen und Referenzen für Emissionsfaktoren (siehe Abschnitt 6);
- Auswahl von Messtechnologien oder Berechnungsverfahren: Beschreibung verschiedener Quantifizierungsverfahren in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit standortspezifischer Maßnahmen und Emissionsfaktoren;
- Festlegung der Kriterien für die Datenerfassung und Berichterstattung sowie der zugehörigen Dokumentation.

THG-Bilanzmethoden und -prozesse müssen folgende Elemente beinhalten:

- Basisjahr;
- THG-Emissionsquellen;
- Eingaben zu Maßnahmendaten;
- THG-Emissionsfaktoren;
- Treibhauspotentiale.

Der Anlageneigentümer muss die Anforderungen an die Aufzeichnungen, Berichte und Dokumentationen der THG-Bilanz festlegen und diese auf einheitliche Weise archivieren.

6.2.2.2 Festlegung des Basisjahrs

Für einen aussagekräftigen und konsistenten Vergleich der Emissionen im Lauf der Zeit müssen die Unternehmen Referenzdaten festlegen, mit denen sie aktuelle Emissionen vergleichen können. Diese Referenzdaten werden als Basisjahr-Emissionen bezeichnet. Mit diesen werden eine Maßnahme bzw. eine Reihe von Maßnahmen angegeben, die zu bestimmten THG-Emissionen führen. Mit diesen können dann die Emissionen der aktuellen Maßnahme(n) verglichen und THG-Reduzierungen quantifiziert werden.

Die Auswahl des Basisjahrs muss den folgenden Kriterien entsprechen und mit ihnen vereinbar sein:

- gleiche Abgrenzung der Maßnahmen;
- gleiche Technologien oder Verfahren;
- gleiche Anlagenkonfiguration, Bereitstellung, Umsetzung, Betriebsweise;
- gleiche Art, Qualität und ähnliche Menge von Produkten oder Dienstleistungen wie im laufenden Jahr.

Um eine konsistente Verfolgung der Emissionen im Lauf der Zeit zu gewährleisten, müssen die Emissionen des vergangenen Basisjahrs nach der neuen Berichtsgrenze neu berechnet werden, wenn im Berichtsjahr bei einem der oben genannten Kriterien wesentliche strukturelle Änderungen eintreten.

6.2.2.3 THG-Emissionsquellen

Der Anlageneigentümer muss die Grenzen für die Beurteilung der THG-Emissionen in folgenden Schritten festlegen:

- Festlegung der sich aus dem Anlagenbetrieb ergebenden Maßnahmen, die das THG-Projekt umfassen;
- Identifizierung der Primär- und Sekundäreffekte (aus Haupt- bzw. Nebenquellen), die mit jeder der in 6.1 aufgeführten Maßnahmen der Anlage verbunden sind;
- eingehende Analyse der Sekundäreffekte zur Feststellung, welche für die Schätzung und Quantifizierung der THG-Reduzierungen von Bedeutung sind.

Um eine vollständige, korrekte und transparente Quantifizierung der THG-Reduzierungen zu ermöglichen, muss die Grenze der THG-Beurteilung eindeutig festgelegt und gemeldet werden. Zu den Grenzen der THG-Beurteilung müssen die Primär- und signifikanten Sekundäreffekte aller betrieblichen Maßnahmen zählen. Spezifische Ein- oder Ausschlüsse müssen eindeutig identifiziert und begründet/erläutert werden. Die Ausschlüsse dürfen 5 % der aggregierten THG-Emissionen in den Anwendungsbereichen 1 und 2 nicht überschreiten.

6.2.2.4 THG-Emissionsfaktoren

Zur Umwandlung von Maßnahmen und vor- und nachgelagerten Daten in THG-Emissionsdaten werden verschiedene Arten von Emissionsfaktoren verwendet:

a) Werkstoffbezogene THG-Emissionsfaktoren

- 1) Lebenszyklus-Emissionsfaktoren für Werkstoffe, zu denen die Emissionen zählen, die in jeder Phase des Lebenszyklus eines Werkstoffs/Produkts auftreten, und zwar von der Beschaffung des Rohstoffs oder der Erzeugung der natürlichen Ressource bis zum Ende des Lebenszyklus.
- 2) Vorgelagerte „Cradle-to-Gate“-Emissionsfaktoren, zu denen alle Emissionen zählen, die im Lebenszyklus eines Werkstoffs/Produkts bis zum Verkauf durch den Hersteller anfallen.

b) Energiebezogene THG-Emissionsfaktoren

- 1) Lebenszyklus-Emissionsfaktoren für Brennstoffe, zu denen nicht nur die Emissionen zählen, die bei der Verbrennung des Brennstoffs entstehen (Verbrennungsemissions-Faktoren), sondern auch alle anderen Emissionen, die während des Lebenszyklus des Brennstoffs entstehen, wie z.B. Emissionen aus der Gewinnung, der Verarbeitung und dem Transport von Brennstoffen („Well-to-Tank“-Emissionsfaktoren).
- 2) Verbrennungsemissions-Faktoren, zu denen nur die Emissionen zählen, die bei der Verbrennung des Brennstoffs entstehen.

- c) Vorgelagerte und nachgelagerte Transportfaktoren, die häufig zu spezifischen internationalen Modellen wie dem THG-Protokoll zählen.

Das Unternehmen muss Emissionsfaktoren festlegen, die zur Umrechnung von Maßnahmen und vor- und nachgelagerten Daten in THG-Emissionsdaten verwendet werden, und diese in konsistenter Weise aufzeichnen und archivieren.

6.2.2.5 Treibhauspotential (GWP)

Jedes Treibhausgas hat eine einzigartige atmosphärische Lebensdauer und ein einzigartiges Wärmebindungspotenzial. Um die Emissionen auf der Grundlage ihres globalen Erwärmungspotenzials auszudrücken, wird die Emissionsmenge jedes Treibhausgases mit dem entsprechenden GWP multipliziert. Das Ergebnis wird als CO₂-äquivalente (CO₂-eq) Emissionen bezeichnet. Da das GWP von CO₂ immer 1 ist, sind die Emissionsmengen von CO₂ und die CO₂-eq-Emissionen identisch. Das globale Erwärmungspotenzial wird über verschiedene Zeiträume berechnet, die in der Regel zwischen 20 und 500 Jahren liegen. Der gebräuchlichste Zeitraum für die Angabe des GWP ist 100 Jahre.

Die berichterstattende Stelle muss die GWP-Referenz festlegen, die zur Umrechnung von THG-Daten in THG-Äquivalente verwendet wird, und diese in konsistenter Weise aufzeichnen und archivieren.

6.2.3 THG-Quantifizierungsverfahren bei der Verbrennung von Brennstoffen

Eines der Merkmale des LNG-Betriebs ist, dass der Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs während der gesamten Betriebskette und auch in verschiedenen Betriebsarten variieren kann. Bei der Verflüssigung hat Brenngas in der Regel einen geringeren Kohlenstoffgehalt als der für die LNG-Produktion verwendete Zufuhrstrom, da es größtenteils aus Boil-Off-Gas mit geringerem Molgewicht und einem Großteil des inerten Stickstoffs aus dem Gaseintrittsstrom besteht.

6.2.4 THG-Quantifizierungsverfahren beim Abblasen und Abfackeln

6.2.4.1 Allgemeines

Die THG-Quantifizierung muss den Anforderungen entsprechen und sollte sich nach der Orientierungshilfe in 6.2.1 richten. Zusätzliche Überlegungen werden in den folgenden Abschnitten angestellt.

6.2.4.2 Abfackelung

Fackelsysteme in LNG-Einrichtungen dienen als Notfalleinrichtung. Sie sind ein kritischer Teil des Sicherheitssystems und wurden ausgelegt, um eine Eskalation von Unfällen und gefährlichen Situationen zu verhindern. Sie werden hauptsächlich zum Ablassen von Gasen aus dem Druckentlastungssystem eingesetzt. Abgase, die in die Fackel eingeleitet werden (d. h. Prozessgase, die nicht zurückgewonnen werden, wie z. B. aus Entlüftungsöffnungen von Trocknern oder Dichtungsgase von Kompressoren), sind im Vergleich zu anderen industriellen Prozessen, wie z. B. in der Petrochemie oder bei der Raffination, normalerweise unbedeutend.

Grundsätzlich sollten die Betreiber eine betrieblich bedingte Abfackelung vermeiden. Es kann allerdings zu geringen Mengen geplanter Freisetzung in das Fackelsystem kommen, wozu auch Brennstoff für Pilot- und Spülvorgänge sowie außergewöhnliche betriebliche Freisetzung zählen, z. B. zum Abtauen oder Steuern der Kältemittelzusammensetzung. In diesen Fällen sollte das Quellgas, das in das Fackelsystem gelangt, bekannt sein, und es können Emissionsfaktoren abgeleitet werden.

Im Fall der Abfackelung in Notfällen sollte bei einer Untersuchung des Vorfalls die Quelle der betreffenden Freisetzung ermittelt werden. Anhand dieser Information kann ein Emissionsfaktor abgeleitet werden, der auf den Vorfall anzuwenden ist.

Zur Quantifizierung der Emissionen an der Fackel können die messtechnisch ermittelte Methanzersetzungseffizienz, die durch Anwendung von Korrelationen auf der Grundlage repräsentativer Probenahmen bestimmte Zersetzungseffizienz oder in einigen Fällen Prozesssimulationen bzw. technische Berechnungen herangezogen werden. Diese Emissionsquantifizierungen müssen anhand einschlägiger Felddaten validiert werden.

Gemessene Verbrennungseffizienzfaktoren können ebenfalls verwendet werden, da sie im Vergleich zur Zersetzungseffizienz einen konservativen Berichtswert bereitstellen. Weitere Informationen können dem Beitrag „Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Liquefied Natural Gas (LNG) Operations“ (Konsistentes Verfahren zur Bestimmung von THG-Emissionen aus dem Betrieb von LNG-Anlagen) des American Petroleum Institute (API) aus dem Jahr 2015 entnommen werden.

6.2.4.3 Abblasen

Das Abblasen aus der Anlage zum Entzug von Sauer gas trägt häufig erheblich zu den Gesamtemissionen einer LNG-Anlage bei. Werte zur Durchflussrate und Zusammensetzung des Abgases sind erforderlich, um die THG-Emissionen direkt beurteilen zu können. Hierzu zählen auch Angaben zu adsorbierten Methanemissionen. In einigen Fällen wird dieser Abgasstrom aus einer Verbrennungsanlage gespeist, in der gefährliche Moleküle wie Benzol zerstört werden. In diesen Fällen sollte ein Emissionsfaktor angewendet werden, um die Oxidation von Kohlenwasserstoffen zu CO₂ zu berücksichtigen. Dies gilt auch für den Brennstoffeinsatz.

6.2.5 THG-Quantifizierungsverfahren bei flüchtigen Emissionen

Screening oder direkte Messungen ermöglichen einen korrekteren Überblick über flüchtige Leckagen und die Wirksamkeit von Reduzierungsmaßnahmen. Sie sind jedoch möglicherweise nicht an allen Standorten durchführbar.

Liegen keine direkten Messdaten vor, sollte ein konservativer Wert für flüchtige Emissionen angesetzt werden.

Alternativ kann der Betreiber die flüchtigen Emissionen auf der Grundlage einer Komponentenzählung mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor und unter Berücksichtigung der angewandten Reduzierungsmaßnahmen oder Technologien schätzen. Es sind nur Ausrüstungen zu berücksichtigen, deren Abgase zum THG-Potenzial beitragen (insbesondere Methan und CO₂). Systeme, bei denen Methan oder CO₂ mit anderen nicht zum Treibhauspotenzial beitragenden Komponenten verdünnt wird, können angerechnet werden. Liegen keine Daten über die Zusammensetzung eines Kohlenwasserstoff-Gasstroms vor, ist für diese Berechnung von 100 % Methan auszugehen.

Die Quantifizierung flüchtiger Emissionen kann durch Anwendung von Emissionsfaktoren auf Komponentenebene erfolgen. Siehe hierzu EPA AP-42 und EPA-Methode 21.

Für direkte Messungen können Infrarotkameras eingesetzt werden. Siehe hierzu Verweisung [7].

Zu den Optionen für die Schätzung flüchtiger THG-Emissionen (hauptsächlich Methanemissionen) zählen:

- a) Erfassung der Komponenten und Emissionsfaktoren;
- b) Überwachung, um Leckagen in Komponenten aufzuspüren;
- c) technische Berechnungen mithilfe von Prozessmodellsimulationen.

Die Überwachung sollte in jedem Fall mindestens einmal jährlich wiederholt werden. Die folgende Aufstellung sollte verwendet werden, um die Reihenfolge vom wenigsten genauen bis zum genauesten Verfahren anzugeben:

- a) Quantifizierung nach Gesamtheit der Standorte — auf der Grundlage der Standortanzahl und der in der Regel an diesem Standorttyp auftretenden Emissionsrate. Die Emissionsrate für die Informations-/Datenquelle muss angemessen und aktuell sein.
- b) Quantifizierung nach Gesamtheit der Anlagen — auf der Grundlage der Anzahl eines wichtigen Anlagentyps und der in der Regel für diesen Anlagentyp auftretenden Emissionsrate. Die Emissionsrate des Anlagentyps muss angemessen und aktuell sein.
- c) Quantifizierung nach Komponente:

- Quantifizierung nach Anzahl/Gesamtheit der Komponenten — Multiplikation der Anzahl der Komponenten mit der durchschnittlichen Emissionsrate je Komponente. Die durchschnittliche Emissionsrate des Komponententyps muss angemessen und aktuell sein.
- Quantifizierung durch Screening — Wenn ein Screening zur Erkennung von Leckagen durchgeführt wurde, können die Komponenten in die Kategorien „Leckage“ und „keine Leckage“ eingeteilt werden. Die Anzahl in diesen Kategorien wird dann mit dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert.
- Quantifizierung durch direkte Messung von Leckagen — Alle aufgespürten Leckagen an einem Standort werden auf ihre Emissionsrate hin gemessen, um eine möglichst genaue Schätzung der Emissionen aus allen flüchtigen Leckagen am Standort zu erhalten.

6.2.6 THG-Quantifizierungsverfahren bei Emissionen aus importierter Energie, Betriebsmitteln und Verbrauchsgütern

Wenn importierte Energie einen wesentlichen Beitrag zur gesamten Emissionsbilanz leistet (z. B. bei mithilfe von importiertem Strom elektrisch betriebenen LNG-Anlagen), so wird bevorzugt, die THG-Emissionen im Anwendungsbereich 2 anhand einer spezifischen Analyse zu quantifizieren, die mit dem externen Lieferanten im Zusammenhang steht. Eine Bestimmung des Liefervertrags kann sein, dass der externe Anbieter die für diese Analyse erforderlichen Daten bereitstellt.

Nach der Orientierungshilfe zum THG-Protokoll für den Anwendungsbereich 2 [13] kann im Fall von indirekten Emissionen aus erworbener Energie sowie aus Betriebsmitteln und Verbrauchsgütern in Ermangelung der erforderlichen Daten externer Anbieter die Schätzung der THG-Emissionen vorzugsweise aus den Emissionsfaktoren des IEA-Jahresberichts über Emissionsfaktoren [14] abgeleitet werden.

6.2.7 Relevanter Zeitraum und Häufigkeit

Emissionsfaktoren, die auf einer Analyse der Zusammensetzung beruhen, müssen mindestens einmal jährlich überprüft werden. Jeder andere Emissionsfaktor muss durch eine spezifische einleitende Studie beurteilt und korrigiert werden, wenn sich die relevanten Annahmen signifikant ändern.

ISO 14064-1 sollte angewendet werden.

6.3 Bevorzugte Einheiten

Die primäre Einheit für die THG-Intensität ist $\text{gCO}_2\text{e/MJ}$ des exportierten Produkts, wobei zu klären ist, ob sich die Daten auf einen höheren oder niedrigeren Heizwert beziehen — dies könnte von dem für den LNG-Liefervertrag geltenden Protokoll abhängen.

Alternativ kann die THG-Intensität auch in $\text{tCO}_2\text{e/tLNG}$ angegeben werden, sofern die Daten in Verbindung mit dem Heizwert des LNG mitgeteilt werden (einschließlich der klaren Angabe, ob der höhere oder niedrigere Heizwert verwendet wurde).

Anhang A enthält eine Liste aller Umrechnungsfaktoren für die Einheiten.

6.4 Allokation

6.4.1 Grundsätze

Mithilfe einer Allokation werden die gesamten berechneten THG-Emissionen auf die vorgesehenen Handelsprodukte aufgeteilt. Bei Abfallströmen werden keine THG zugeordnet. ISO 14044 schreibt die folgende Allokationshierarchie vor:

- Allokationen sollten entweder dadurch vermieden werden, dass die Prozesseinheiten in Teilprozesse unterteilt und für jeden Prozess spezifische Daten erhoben werden oder dass das Ökobilanzsystem um zusätzliche Funktionen erweitert wird.

- b) Ist eine Vermeidung nicht möglich, sollte die Allokation mithilfe der zugrunde liegenden physischen Beziehung zwischen den Nebenprodukten erfolgen, z. B. durch Massen- oder Energiebeziehungen oder stöchiometrische Parameter.
- c) Wenn eine physische Beziehung nicht möglich ist, sollte die Zuordnung in einer Weise erfolgen, die eine andere Beziehung als den wirtschaftlichen Wert widerspiegelt.

Die meisten Outputs von LNG-Einrichtungen sind zwar Energieprodukte wie Gas, LPG und Kondensat, aber auch Schwefel und Helium zählen zu den möglichen Outputs. Das Allokationsverfahren muss in Übereinstimmung mit der in ISO 14044 beschriebenen Hierarchie erfolgen. Diese wurde überarbeitet, um den integrierten Charakter der LNG-Wertschöpfungskette widerzuspiegeln und ein angemessenes Ergebnis für die jeweiligen Outputs zu ermöglichen.

6.4.2 Methode

In einer üblichen LNG-Produktionseinrichtung fällt der Großteil der THG-Emissionen bei der LNG-Verflüssigung an. Bei LNG-Anlagen, die Nebenprodukte herstellen, wird die Allokation der gesamten THG-Emissionen im gleichen Verhältnis wie der Heizwert jedes Handelsprodukts die Allokation von THG zu LNG unterbewerten. Es wird daher empfohlen, den Gesamtprozess in kleinere Verarbeitungsböcke zu unterteilen, um zu analysieren, welche Produkte bei welchen Emissionsquellen profitieren.

Die folgenden Schritte müssen für die THG-Allokation angewandt werden. Ein detailliertes Beispiel für diese Methode ist in Anhang C enthalten.

- a) Die Einrichtung wird in kleinere Prozessblöcke unterteilt, je nachdem, wie das/die Produkt(e) innerhalb der gesamten Prozessschritte hergestellt werden (siehe das Beispiel in Bild 1). In diesem Diagramm wird der Massendurchsatz jedes Stroms ermittelt. Hierzu zählen auch die Zwischenströme, nicht dagegen die Abfall- oder Verbrauchsströme (z. B. Brenngas). Die ermittelten Massenströme sollten zur Summe des Handelsprodukts addiert werden, um sicherzustellen, dass alle Emissionen nur den Handelsprodukten zugeordnet werden.
- b) Ausgehend von der vollständigen Auflistung der THG-Quellen aus der in 7.2 beschriebenen Berechnung werden die Mengen jeder Emissionsquelle mindestens einem der Verarbeitungsböcke zugeordnet. Beispielsweise wird eine Emission aus einer Quelle, die nur einem Verarbeitungsblock zugute kommt, wie etwa ein befeuerter Verdampfer, diesem Block vollständig zugeordnet. Dagegen muss eine Emission aus einer Quelle, die mehreren Blöcken zugute kommt, im Verhältnis zum Nutzen auf diese Blöcke aufgeteilt werden. So können Emissionen aus der Stromerzeugung beispielsweise im Verhältnis zum verbrauchten Strom zugeordnet werden. Das Ergebnis dieses Schritts ist eine Gesamtmenge an Treibhausgasen, die jedem einzelnen Block zugeordnet ist. (Das ausführliche Beispiel in Anhang C zeigt, wie diese Methode in der Praxis funktioniert).
- c) Beim ersten Block werden die gesamten THG des Blocks seinen Produktströmen zugeordnet. Dies erfolgt im gleichen Verhältnis, wie es den Massenströmen dieser Produktströme entspricht. Diese zugeordneten THG-Mengen werden als „eingebettete Emissionen“ bezeichnet, die den Strömen zugeordnet sind.
- d) In nachfolgenden Blöcken werden die gesamten THG-Emissionen der einzelnen Blöcke berechnet, indem die eingebetteten Emissionen in den Zufuhrströmen zu diesen Blöcken jeweils zu den in den Blöcken erzeugten THG-Emissionen addiert werden. Anschließend werden die gesamten THG der Blöcke ihren Produktströmen zugeordnet. Dies erfolgt im gleichen Verhältnis wie die Massenströme dieser Produktströme. In den meisten Fällen umfasst die Aufteilung des LNG-Prozesses auch mindestens einen Rückführungsstrom (z. B. Flüssigkeiten aus der Fraktionierungseinheit, die in den Front-End-Verflüssigersatz zurückgeführt werden). In diesen Fällen werden schrittweise Berechnungen erforderlich, um eine konsistente Bilanz zu erreichen. (Dies ist in der Regel einfach, z. B. mithilfe einer Zielwertsuche in einer Tabellenkalkulation.)
- e) Einige Emissionsquellen, wie z. B. Abfackeln und der Einsatz von Betriebsmitteln, sind wahrscheinlich hoch integriert. In Fällen, in denen eine detaillierte Aufschlüsselung für eine Zuordnung von Emissionen zu

bestimmten Verarbeitungsblöcken nicht möglich ist, sollten die THG-Emissionen den Produkten im gleichen Verhältnis zugeordnet werden wie es dem Ergebnis der bisherigen Berechnungsschritte a) bis d) entspricht.

Bei einer Außerbetriebsetzung der Anlage sowie bei anderen bedeutenden nicht zu Routinemaßnahmen zählenden Vorgängen ohne eigentliche Produktion können erhebliche THG-Emissionen anfallen. Diese Emissionen sollten gesondert ermittelt und auf die nachfolgende Produktion angewendet werden. Dabei werden sie den Produkten im gleichen Verhältnis zugeordnet wie es dem Ergebnis der Berechnungsschritte a) bis e) oben entspricht. Die Emissionen werden anschließend auf die Zeit bis zur nächsten derartigen Maßnahme aufgeteilt. Beispielsweise wird bei einem 3-jährigen Betriebszyklus bis zur nächsten Außerbetriebsetzung in den nachfolgenden Jahren jeweils 1/3 der mit dieser Maßnahme verbundenen Emissionen den Produkten zugeordnet.

Wird die LNG-Anlage über einen längeren Zeitraum in einer Betriebsart betrieben, die sich wesentlich vom Normalbetrieb unterscheidet (z. B. Turndown-Betrieb mit reduziertem Einsatz der Fraktionierungsanlage), sollte diese Betriebsart untersucht werden, um die Zuordnungsquoten für diesen Zeitraum gegebenenfalls anzupassen.

Nach der Produktnorm zum THG-Protokoll dürfen Abfallprodukte, einschließlich ihrer Nebenprodukte, ohne oder mit nur geringem kommerziellen Wert, wie z. B. produziertes Wasser, nicht mit Emissionen belegt werden.

Obwohl dieses Verfahren vorzugsweise mithilfe gemessener Betriebsdaten durchgeführt wird, wird festgestellt, dass die erforderlichen Daten in vielen Fällen nicht ausreichend detailliert zur Verfügung stehen. In diesen Fällen kann dieselbe Analyse mithilfe von Wärme- und Werkstoffbilanzdaten durchgeführt werden, um das Verhältnis der THG-Intensität für jedes Produkt zu bestimmen. Anhand dieser Verhältnisse kann dann auf der Grundlage der tatsächlichen Produktraten die gesamte THG-Bilanz aufgeteilt werden.