

## Klimagas Methan – Umfang und Kontrolle von LNG-Vorkettenemissionen

5. August 2022



**Dr. Hans Jürgen Wernicke**

Methan ist eines der wichtigsten Klimagase mit einer vielfach höheren negativen Klimawirkung im Vergleich zu der von CO<sub>2</sub>. Die Entwicklung der Methanemissionen in die Atmosphäre seit Beginn der Industrialisierung sowie Gegenmaßnahmen für verschiedene Emissionsquellen wurden im GES-Papier „Klimagas Methan - Status Quo und Optionen zur Verminderung der Emissionen“ vom 7.3.2022 beschrieben. Methan hat in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten einen 16 %-igen Anteil an den weltweiten Klimagas-Emissionen. Ca. 60 % der Methanemissionen sind anthropogener Natur, neben der Landwirtschaft (25 %) entstehen sie hauptsächlich durch Förderung und Nutzung fossiler Energien (23 %).

Infolge des Ukraine-Kriegs und seiner Auswirkungen auf die Erdgas-Versorgung in Europa erhalten die Nutzung von Flüssig-Erdgas (LNG) und der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur eine besondere Bedeutung. Aus der Erzeugung, dem Transport und der Einspeisung von LNG in bestehende Erdgas-Netze entstehen zusätzliche Methan-Emissionen in beträchtlichem Ausmaß.

## **Zusammensetzung und Eigenschaften von LNG**

Verflüssigtes Erdgas (Temperatur ca. -162 °C) besteht zu ca. 95 % (molar) aus Methan, weitere Bestandteile sind ca. 2,5 % CO<sub>2</sub>, ca. 2 % Ethan und Propan und geringe Anteile höherer Kohlenwasserstoffe sowie N<sub>2</sub><sup>1</sup>. LNG hat nur ein sechshundertstel des Volumens von gasförmigem Erdgas mit folgenden weiteren Eigenschaften:

- 1000 kg LNG entsprechen ca. 1400 m<sup>3</sup> Erdgas
- 1 m<sup>3</sup> LNG entspricht ca. 630 m<sup>3</sup> Erdgas
- Dichte von LNG: ca. 450 kg/m<sup>3</sup>
- Energiedichte von LNG: 2200 MJ/m<sup>3</sup> bzw. 610 MWh
- Brennwert (Ho): ca. 15 kWh/kg, Heizwert (Hu): ca. 13,5 kWh/kg
- Zündgrenzen in Luft: 5-15 Vol %

## **Versorgungswege:**

### **Weltweiter Handel mit Erdgas (via Pipeline) und LNG**

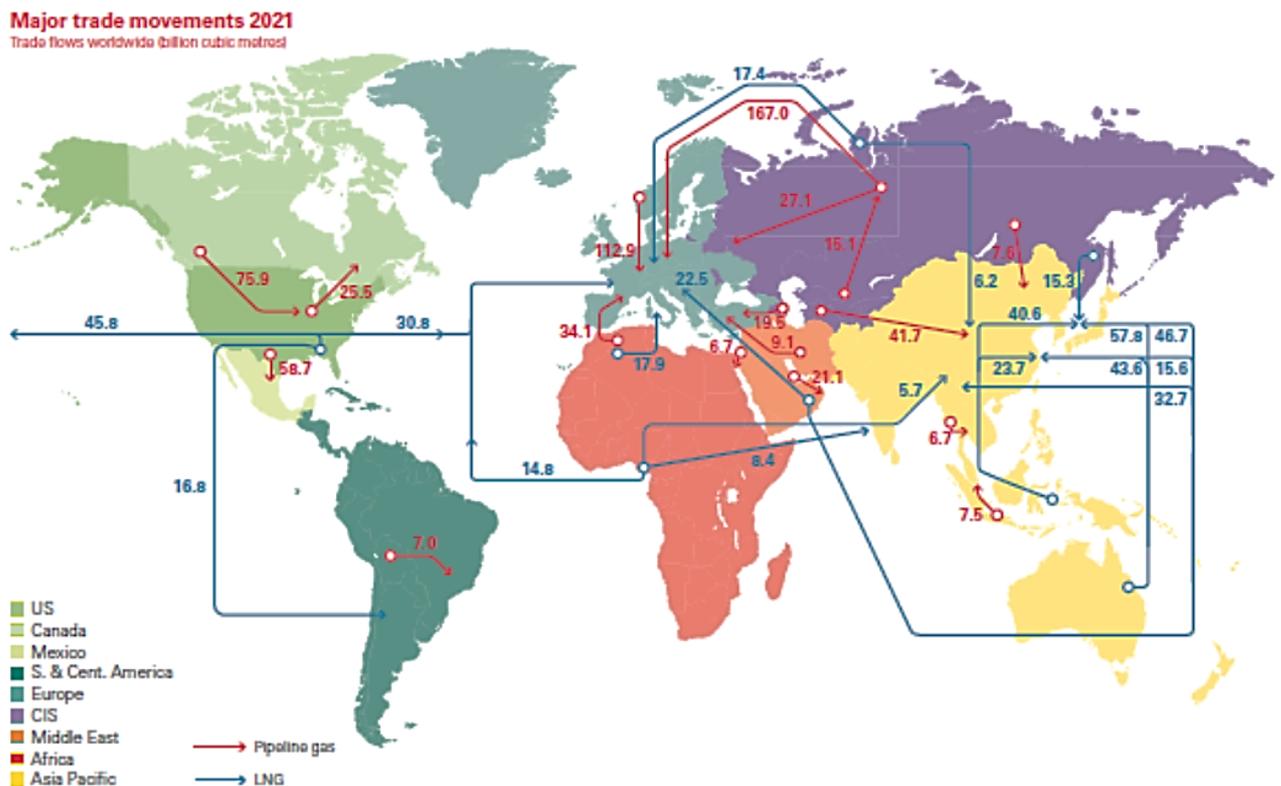
Hierzu liegen derzeit nur Daten vor, die aus der Zeit vor den starken Verschiebungen infolge des Ukraine-Kriegs und entsprechender Prognosen stammen. Die weltweiten Transportmengen von Erdgas über Pipelines und als LNG in Mrd. m<sup>3</sup> sind in

---

<sup>1</sup> W. Sagroll, Marine Services GmbH, „LNG Lagerung und Transport“, 2015

Abb. 1 zusammengefasst<sup>2</sup>. Danach beträgt der Anteil des Pipeline-Transports knapp 60 %, der Transport per LNG 40 % (2021: 515 Mrd. m<sup>3</sup>)<sup>3</sup> bezogen auf gasförmiges Erdgas.

Abb. 2 zeigt die internationalen Handelsströme für LNG im Jahr 2021 mit den Schwerpunkten Südostasien/Australien und Indonesien und Middle East/Qatar (Produktion) und China sowie Europa (als Empfänger).



**Abb. 1 : Weltweite Versorgungsketten für Erdgas über Pipelines und als LNG<sup>2</sup>**  
(Quelle; BP Statistical Review of World Energy 2022)

Insgesamt wurden 2021 weltweit etwas über 370 Mio. Tonnen LNG gehandelt, wobei Australien, Qatar, die USA und Russland die größten Produzenten, dagegen China, Japan, Indien und Europa die größten Importeure waren (Abb. 3)<sup>4</sup>.

Die Verflüssigungskapazitäten betragen 2021 ca. 460 Mio. Tonnen und werden weltweit stark ausgebaut. In Planung und im Bau sind zusätzlich über 200 Mio. Tonnen jährlicher Verflüssigungskapazität, weitere Projekte mit über 1 Mrd. Tonnen wurden annoncirt (Abb. 4)<sup>4</sup>.

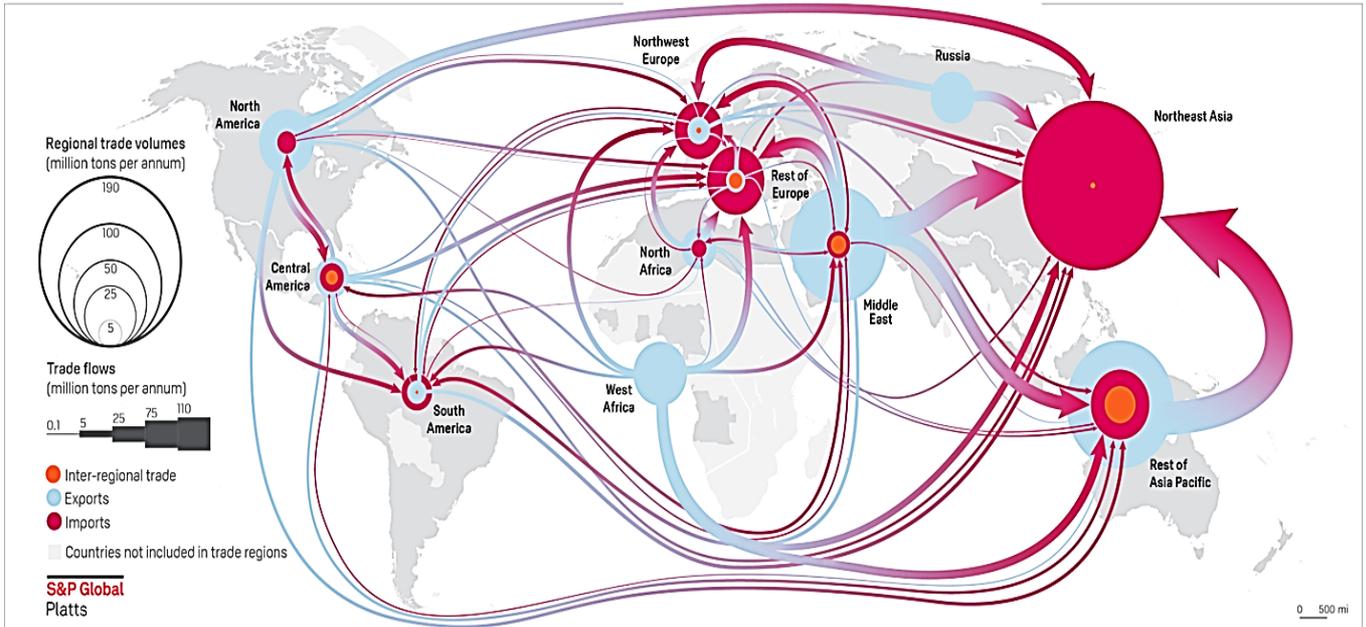
<sup>2</sup> BP Statistical Review of World Energy 2022

<sup>3</sup> N. Sönnichsen, "Global LNG trade volume 1970-2021", Statista, Jul 14, 2022

<sup>4</sup> IGU-World-LNG-Report-2022

# Klimagas Methan – Umfang und Kontrolle von LNG-Vorkettenemissionen

LIQUIFIED NATURAL GAS TRADE FLOW, 2018



Source: S&P Global Platts

Abb. 2: LNG-Transport weltweit <sup>3</sup>

(Quelle: N. Sönnichsen, "Global LNG trade volume 1970-2021", Statista, Jul 14, 2022)

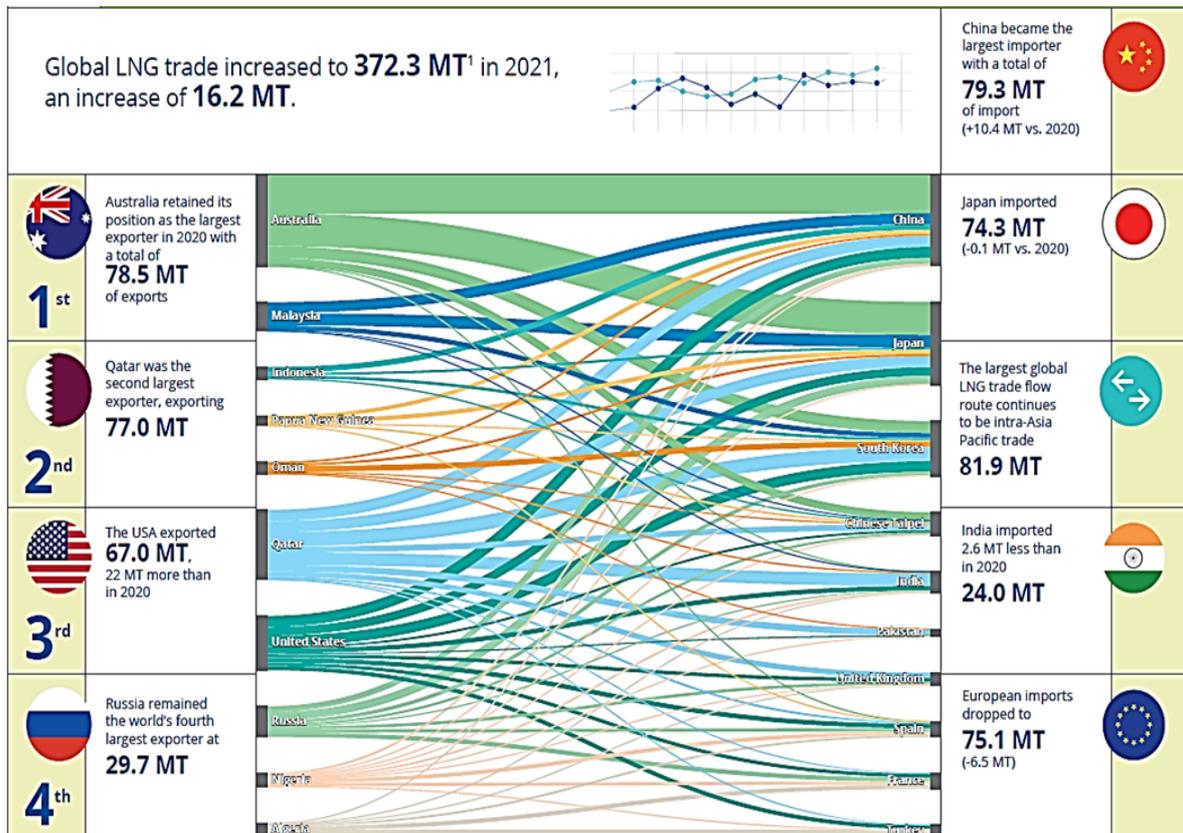


Abb. 3: Hauptexporteure und -importeure für LNG <sup>4</sup>

(Quelle: IGU-World-LNG-Report-2022)

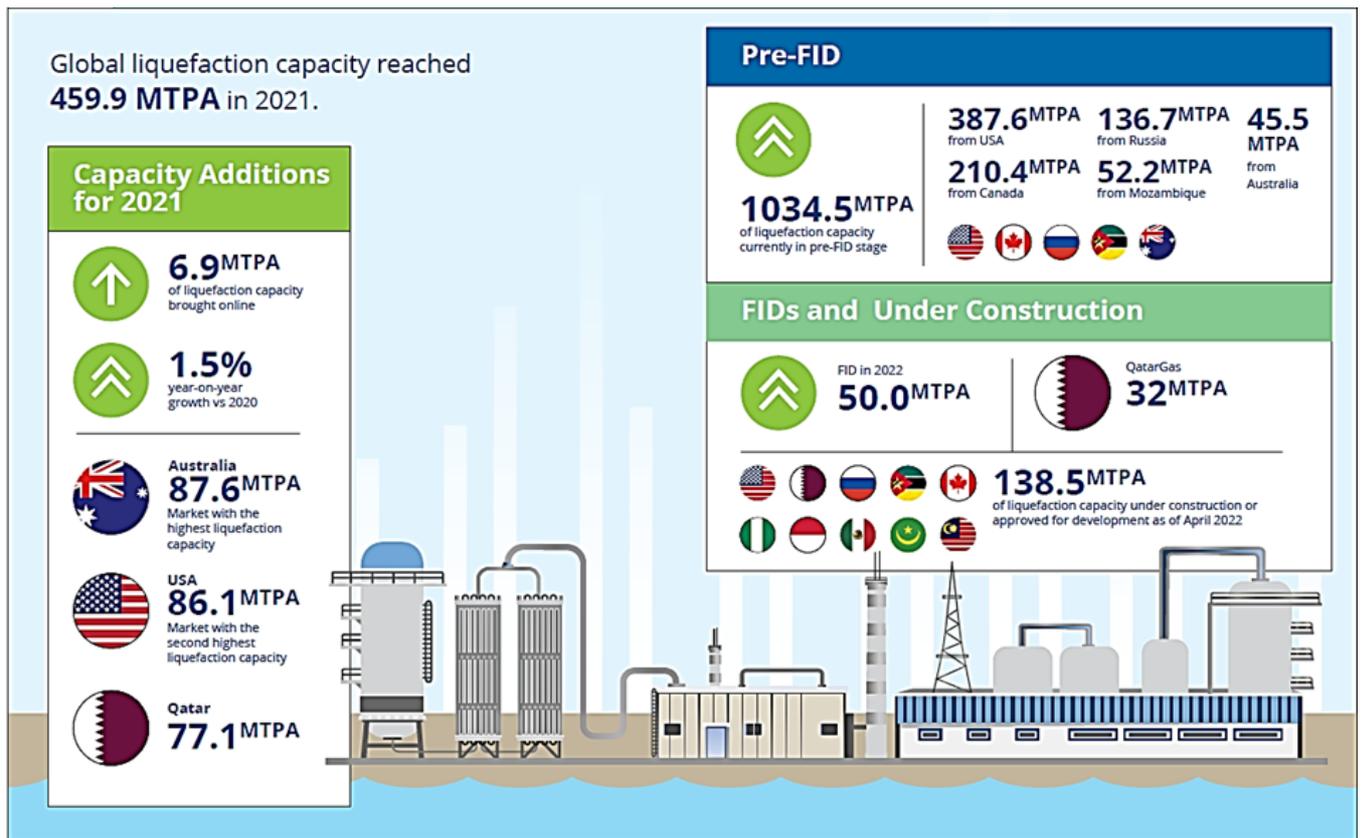
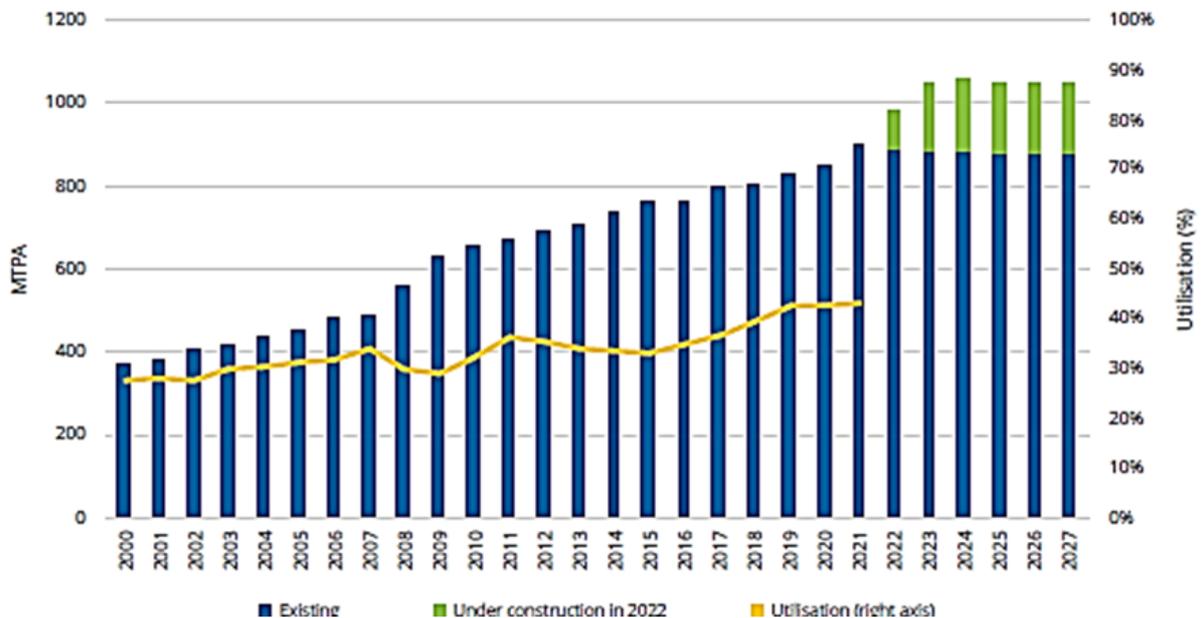


Abb. 4: Verflüssigungskapazitäten zur Produktion von LNG (Stand 2021) <sup>4</sup>  
(Quelle: IGU-World-LNG-Report-2022)

Die LNG-Endterminals mit Wiederverdampfung des LNG haben eine deutliche Überkapazität von 903 Mio. Tonnen LNG weltweit. Dies entspricht einer Auslastung von ca. 43 %, wobei ein Teil der Überkapazität durch die Saisonalität des Verbrauchs bestimmt ist (Abb. 5) <sup>4</sup>. Derzeit ist nur eine geringe Ausweitung dieser Kapazität geplant (was sich infolge des Ukraine-Kriegs ändern könnte).

Die LNG-Tankerflotte besteht derzeit aus 640 Schiffen mit einer durchschnittlichen Kapazität von 180000 m<sup>3</sup> LNG (ca. 81000 Tonnen LNG bzw. 114 Mio m<sup>3</sup> Methan/Erdgas). Weitere 216 Schiffe sind beauftragt <sup>4</sup>.

Die Haupttransportrouten sind Australien – China bzw. Japan und Qatar – Südkorea mit einer Dauer von bis zu einem Monat.



**Abb. 5: Kapazität und Auslastung der LNG-Terminals weltweit** <sup>4</sup>  
(Quelle: IGU-World-LNG-Report-2022)

## Situation in Europa

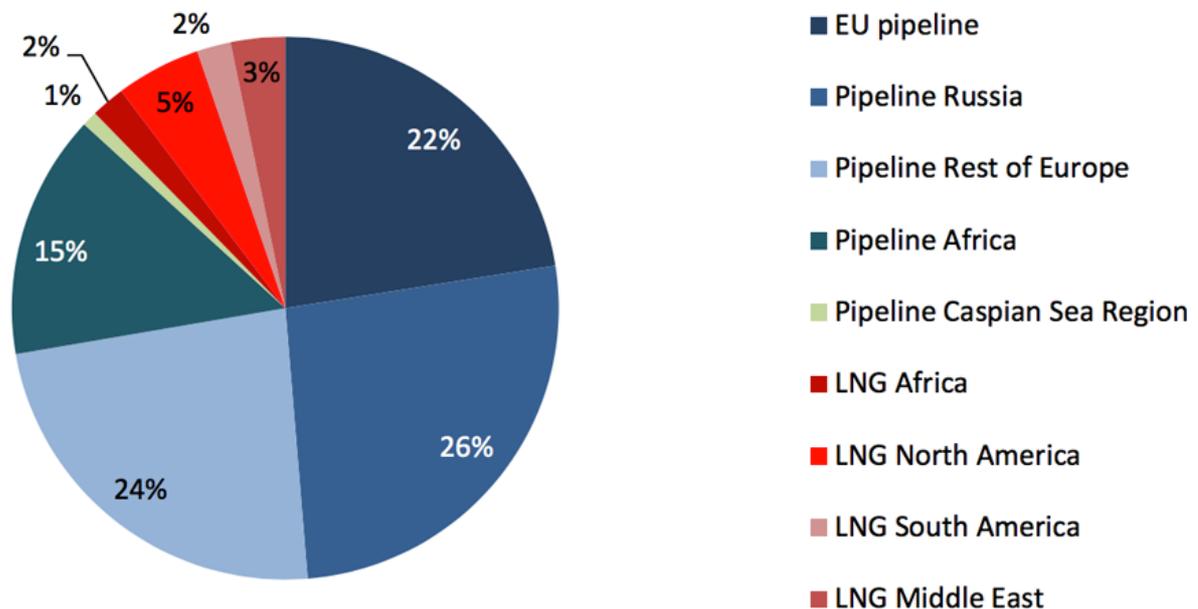
Bezogen auf Europa war vor Beginn des Ukraine-Krieges die Versorgung mit Erdgas per Pipeline dominierend, nur etwa 13 % (ca. 75 Mio. Tonnen in 2021 <sup>4</sup>) wurden als LNG importiert, Abb.6 <sup>5</sup>.

Es wurde auch kein Bedarf an zusätzlichen Pipelines (Nordstream 2) und LNG-Terminals gesehen – trotz der starken Abhängigkeit von russischem Erdgas.

Dementsprechend entstand eine Versorgungsstruktur hauptsächlich in Ost-West-Richtung (Pipelines). Vor allem in Südeuropa (Spanien, Portugal), teilweise auch in England entstanden LNG-Terminals vor allem zum Ausgleich zu geringer Pipeline-Kapazitäten (Abb. 7).

---

<sup>5</sup> F. Holz, C. Kemfert, DIW focus 5, 19.7.2020



**Abb. 6: Erdgas-Versorgung nach Europa per Pipeline und als LNG** <sup>5</sup> (Quelle: F. Holz, C. Kemfert, DIW focus 5, 19.7.2020)

## LNG-Terminals in Europa

Abb. 7 zeigt die derzeitigen Standorte von LNG-Terminals in Europa. Europa verfügt über 37 Terminals, davon 26 in der EU mit einer Jahreskapazität von 244 Mrd. m<sup>3</sup> Gas (ca. 170 Mio. Tonnen LNG).

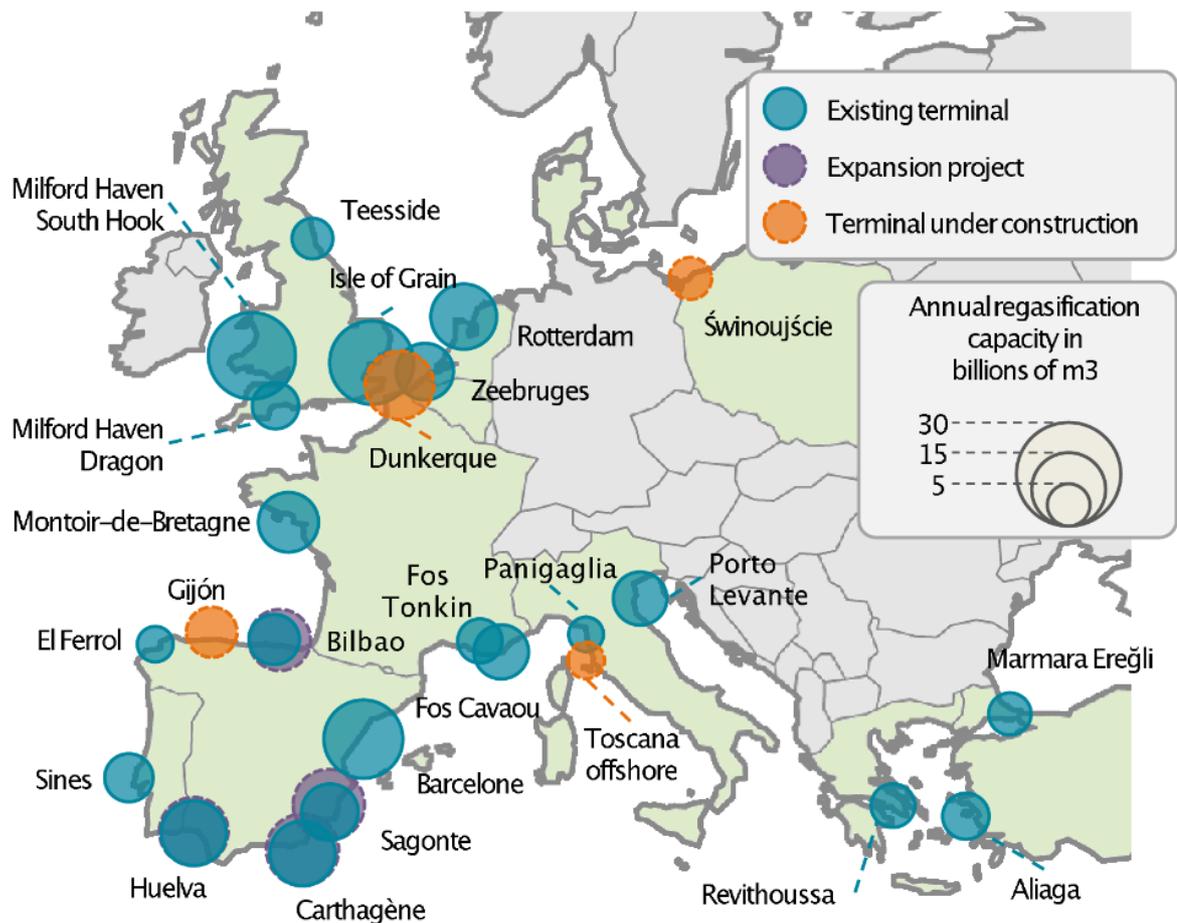
13 EU-Länder importierten 2021 80 Mrd. m<sup>3</sup> Gas als LNG (ca. 20 % des Gesamt-Erdgasimports), darunter Spanien 21 Mrd. m<sup>3</sup>, Frankreich 18 Mrd. m<sup>3</sup> und Italien 9 Mrd. m<sup>3</sup>.

Die europäischen LNG-Terminals sind dementsprechend stark unterausgelastet. Wegen der nicht angepassten Pipeline-Struktur wird sich die Auslastung der existierenden Anlagen infolge des Ukraine-Krieges nur graduell erhöhen. Der geplante EU-weite Zubau entspricht einer Jahreskapazität von 150 Mrd. m<sup>3</sup> Gas (ca. 110 Mio Tonnen LNG) <sup>6</sup>.

Deutschland plant Terminals an zwei Standorten mit einer Jahreskapazität von 13,5 Mio. Tonnen LNG / 29 Mrd. m<sup>3</sup> Gas (Wilhelmshaven und Brunsbüttelkoog) sowie mobile Terminals u.a. an der Ostsee.

---

<sup>6</sup> Clean Energy Wire, Fact Sheet 2.5.2022, European Commission 2022, PM BMWi 6.3.2022



**Abb. 7 : Existente und geplante LNG-Terminals in Europa (Stand vor Ukraine-Krieg) <sup>6</sup>**  
Quelle: Clean Energy Wire, Fact Sheet 2.5.2022, Europ, Comm.2022, PM BMWi 6.3.2022

## LNG-Versorgungskette

In Abb. 8 und 9 wird die prinzipielle Abfolge der Versorgungskette dargestellt.

Die vier LNG-spezifischen Schritte erzeugen zusätzliche Methanemissionen, insbesondere durch Leckagen bei Umstellungen und Verdampfungsverluste bei Lagerung und Transport (boil-off Gas).

Nach der Erdgasförderung muss das Erdgas in einem ersten Schritt für eine Verflüssigung konditioniert werden, da ansonsten einige Komponenten ausfrieren würden. Dies sind insbesondere Wasser, CO<sub>2</sub>, höhere Kohlenwasserstoffe und Schwefelverbindungen.

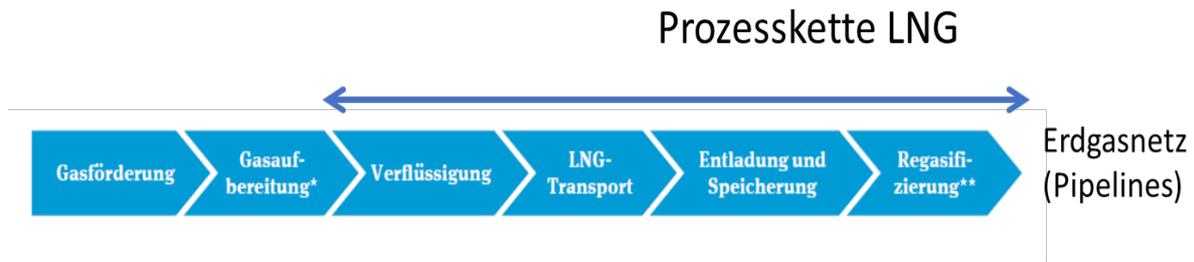


Abb. 8

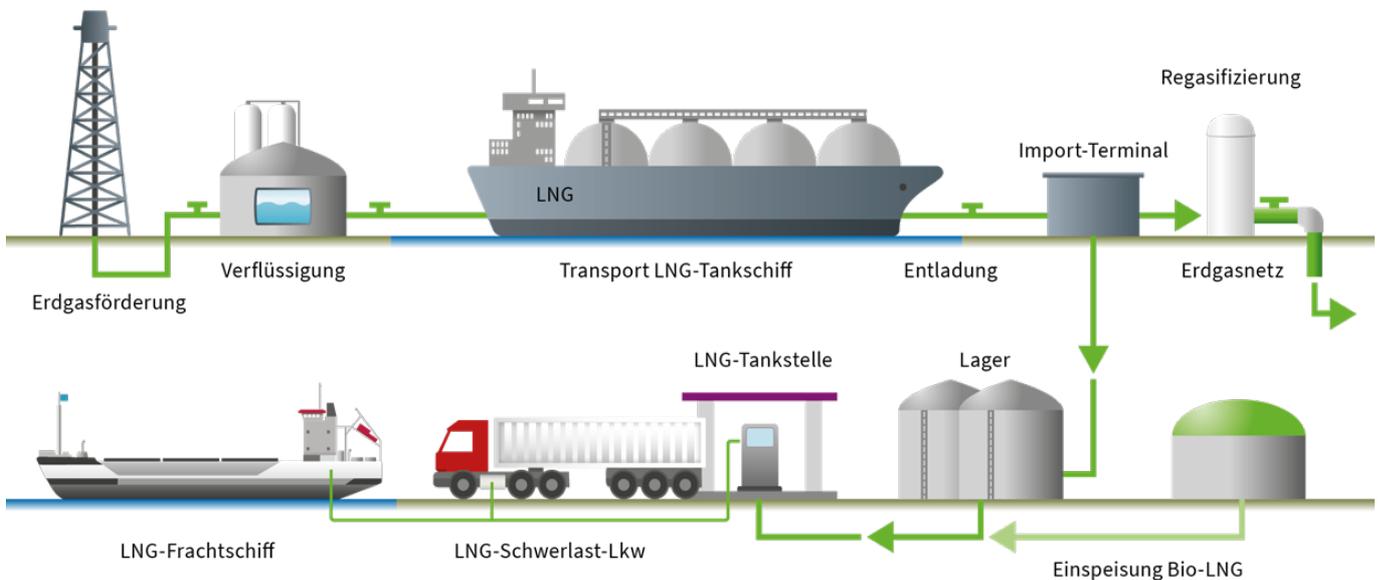


Abb. 9: LNG-Versorgungskette <sup>7</sup>  
(Quelle: BGR-Studie, Klimabilanz von Erdgas, 2020)

### a) Verflüssigung und Transport:

Anschließend wird das konditionierte Erdgas über mehrere Stufen im Austausch gegen ein Kältemittel (Propan/Methan/Stickstoff) auf ca. - 162 °C gekühlt und verflüssigt, Abb. 10 <sup>8</sup>

Neben diffusen Emissionen durch Leckagen wird vor allem bei Spülvorgängen, unvollständiger Abfackelung des „flash“ Gases“ und durch gasbetriebene Kompressoren und Generatoren Methan freigesetzt.

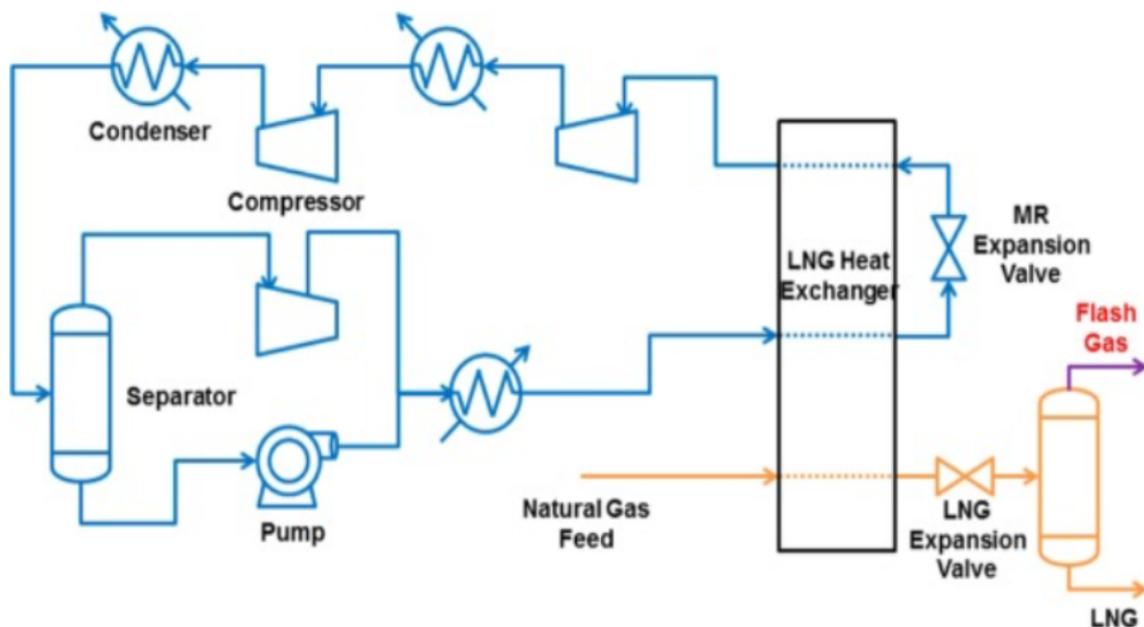
<sup>7</sup> BGR-Studie, Klimabilanz von Erdgas, 2020

<sup>8</sup> S. Saunier, Methane emissions from LNG - Best practices from liquefaction to gasification, Carbon Limits AS, Oslo, 2021

Verflüssigung, Handling und Boil-Off emittieren ca. 0,3 kg Methan/to LNG. Optimierte Neuanlagen erreichen bis unter 0,025 kg Methan/ to LNG <sup>7</sup>.

Die LNG-Verflüssigung ist energieintensiv, wobei der geringere Energieaufwand für den darauffolgenden Transport den Energiebedarf des Pipeline-Transports teilweise kompensiert

Es gibt derzeit noch keine systematische Analyse der Methanemissionen während des Transports. Grobe Schätzungen für einen mittelgroßen LNG-Tanker liegen bei 0,7 – 1,1 kg Methanverlust / to LNG und Tag durch Boil-Off und bei 0,2 kg Methanverlust / to LNG und Tag für den Antrieb (emittiert als CO<sub>2</sub>), insgesamt 0,9 – 1,3 kg Methan / to LNG und Tag <sup>9</sup>.



**Abb. 10: Anlage zur Verflüssigung von (konditioniertem) Erdgas** <sup>8</sup> (Quelle: S. Saunier, Methane emissions from LNG - Best practices from liquefaction to gasification, Carbon Limits AS, Oslo, 2021)

### **b) Wiederverdampfung und Einspeisung ins Erdgasnetz:**

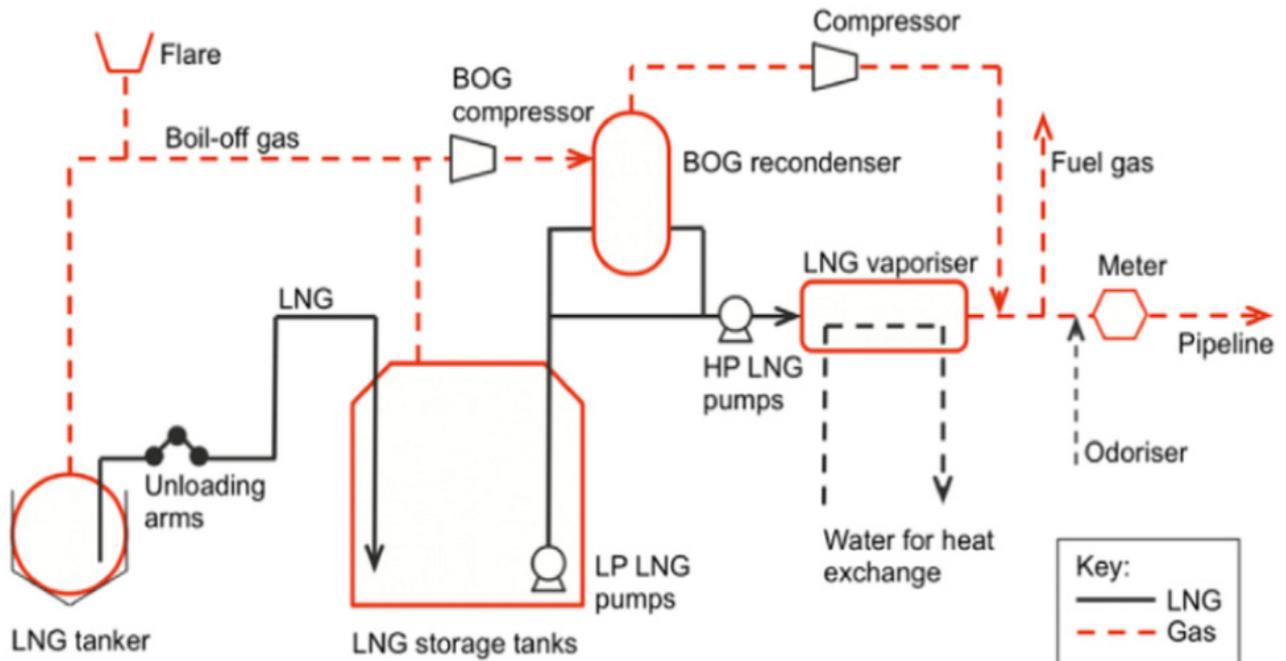
Abb.11 zeigt schematisch eine Anlage zur Wiederverdampfung von LNG und Einspeisung ins Netz <sup>8</sup>.

Methanemissionen entstehen auch hier durch diffuse Leckagen, Spülvorgänge und Wechsel von Anschlüssen, unvollständige Abfackelung von Restgas sowie durch gasbetriebene Generatoren, Kompressoren und Pumpen für die Einspeisung in das Pipeline-Netz.

---

<sup>9</sup> Ungeachtet der Methanemissionen bei einem LNG-Antrieb dürften die Gesamtemissionen beim Schiffstransport deutlich geringer sein als ein Schwerölantrieb

Analysen an 20 europäischen LNG-Terminals ergaben eine durchschnittliche Methanemission von 0,165 kg Methan pro Tonne LNG. Hierbei waren 83 % der Emissionen diffus, 6 % durch Boil-Off, 5 % durch die Fackel und 6 % sonstige.



**Abb. 11: Anlage zur Wiederverdampfung von LNG zur Einspeisung ins Erdgasnetz<sup>8</sup>**

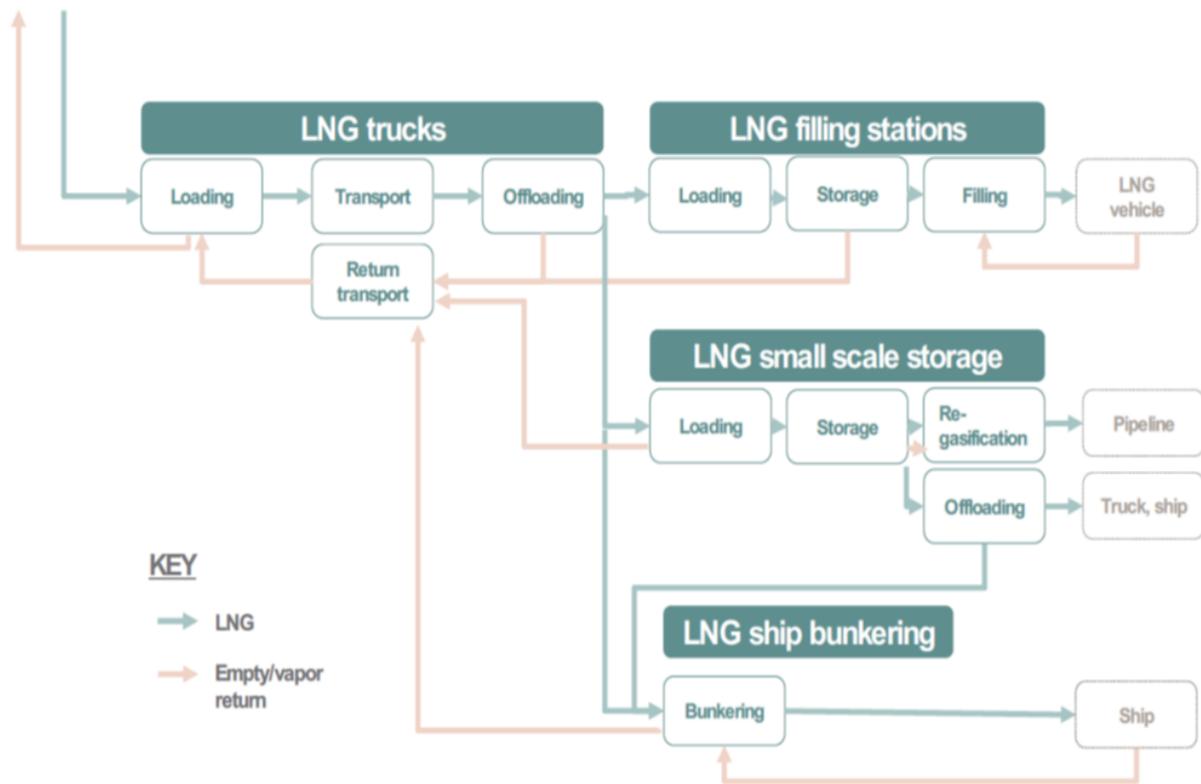
(Quelle: S. Saunier, Methane emissions from LNG - Best practices from liquefaction to gasification, Carbon Limits AS, Oslo, 2021)

### **c) Verteilung als LNG (Flüssiggas):**

Abb. 12 zeigt die Prozesskette einer weiteren Flüssiggas-Logistik mit LKW, Schiffen und weiteren Lagern<sup>8</sup>.

Diese Art der Verteilung von LNG erzeugt die höchsten Methanemissionen entlang der Versorgungskette – infolge von Leckagen, häufigen Spülvorgängen und Wechsel von Anschlüssen sowie durch Pumpen.

Grob geschätzt bewegen sich die Emissionen in der Größenordnung von 1 kg Methan / to LNG durch Boil-Off und Spülverluste, 1,3 kg Methan / to LNG bei LKW-Versorgung von LNG-Tankstellen und 2,2 kg Methan / to LNG bei der Betankung von Fahrzeugen.



**Abb. 12: Flüssiggas-Logistik (ohne Wiedereinspeisung ins Erdgas-Netz) <sup>8</sup>**

Quelle: S. Saunier, Methane emissions from LNG - Best practices from liquefaction to gasification, Carbon Limits AS, Oslo, 2021

## Abschätzung der Vorkettenemissionen und Zusammenfassung

### Gesamt-Vorkette:

Trotz der dynamischen Entwicklung des internationalen LNG-Handels und -Transports hat die LNG-Vorkette hinsichtlich der Methanverluste bzw. -Emissionen viele Variablen und Unbekannte, teilweise auch mangels systematischer Analysen.

Die Methanemissionen der Prozesskette Verflüssigung – Wiederverdampfung – Einspeisung liegen in einer Größenordnung von 0,4 % (4 kg Methan / to LNG) bzw. 5,6 m<sup>3</sup> Erdgas / to LNG. Dies entspricht – je nach unterstelltem Klimafaktor für Methan – einer Emission von 100-350 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Tonne LNG.

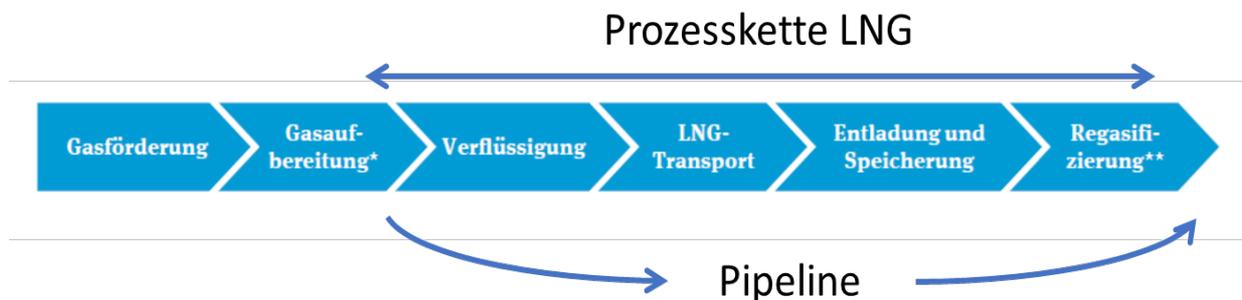
Dazuzurechnen ist der Schiffstransport (0,9 – 1,3 kg Methan / to LNG und Tag bei Annahme von einem LNG-Antrieb des Schiffes. Bei angenommenen zehn Tagen Transport entspricht

dies 9 – 13 kg Methan pro Tonne LNG bzw. 225 – 1130 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Tonne LNG (!!)<sup>10</sup>.

Die Gesamtmethanemission der Gesamtvorkette bei zehn Tagen Schiffstransport beläuft sich dann auf 1,1 – 1,7 % bzw. 13 – 17 kg Methan / to LNG, bzw. je nach Klimafaktor 325 – 1479 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Tonne LNG.

Rechnet man den Energieaufwand für Verflüssigung und Verdampfung mit LNG als einziger Energiequelle für die Verarbeitung hinzu, erhöhen sich die Verluste um weitere 0,3 – 0,75 % (3 - 7,5 kg Methan/to LNG)<sup>11</sup>.

### Vergleich LNG / Pipeline:



Vergleicht man die Verluste einer LNG-Logistik mit der einer Versorgung per Pipeline, welche die LNG-spezifischen Verarbeitungsschritte überspringt, so ergibt sich (soweit überhaupt vergleichbar) folgendes Bild:

Methanemission LNG: 1,4 – 2,5 %

Methanemission Pipeline<sup>12 13</sup>:

- Niederlande nach Deutschland: 0,03 %
- Norwegen nach Deutschland: 0,02 – 0,06 %
- Russland nach Deutschland: 0,5 – 1,5 %

---

<sup>10</sup> 10 Tage, 15 kn, entsprechen ca. 6500 km

<sup>11</sup> Timera Energy, 29.3.21, "The value impact of LNG carbon emissions"

<sup>12</sup> Wissenschaftliche Dienste des dt. Bundestags, Dokumentation WD 8 - 3000 – 050/18, „Methanverluste entlang der Prozesskette von Flüssiggas (LNG)“

<sup>13</sup> M.Blumenberg et al, „Klimabilanz von Erdgas“, BGR-Studie Jan. 2020

Der zunehmende Einsatz von LNG zur Sicherstellung der Energieversorgung ist mit deutlich höheren, zusätzlichen Vorkettenemissionen des Klimagases Methan verbunden und wird zunehmend kritisch betrachtet <sup>14 15 16</sup>.

Geht man von einer Emissionsrate entlang der LNG-Prozesskette von 1,4 – 2,5 % und einem LNG-Umschlag von 373 Mio. Tonnen (Jahr 2021) aus, so entspricht dies einer zusätzlichen jährlichen Methanemission von 5,2 – 9,3 Mio. to Methan. Dies entspricht 130 – 233 Mio. to CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (Klimafaktor 25) bzw. 452 – 809 Mio. to CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (Klimafaktor 87) oder von bis zu zusätzlichen 2,2 % der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2021 (36 Mrd. to CO<sub>2</sub>).

Alle verfahrenstechnischen Maßnahmen, die auch bei der Erdgasförderung und dem Transport per Pipeline geboten und technisch relativ einfach realisierbar sind, gelten insbesondere auch für das Handling von LNG, um die Verluste infolge von Leckagen, Spülvorgängen und Boil-Off durch Verdampfung zu minimieren <sup>8 17 18</sup>.

In Bezug auf die Situation in Europa erscheint ein konsequenter Ausbau des Pipeline-Netzes – vor allem auch in Süd-Nord-Richtung – geboten, um existente LNG-Terminals bestmöglich auszulasten und damit auch die an allen Übergabepunkten entstehenden Methanemissionen zu minimieren.

4.8.2022

HJW

---

<sup>14</sup> s.a. M.Angler, „Die EU importiert Flüssiggas, das schadet dem Klima“, NZZ, 18.5.2022

<sup>15</sup> „Die vermeintlich saubere Energie“, Tagesschau, 15.6.2022

<sup>16</sup> S. Swanson, „Sailing to Nowhere: LNG is not an effective climate strategy“, Natural Resources Defense Council, Dec. 2020, R: 20-08-A

<sup>17</sup> J.Stern, „Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports“, Oxford Institute for Energy Studies, OIES PAPER: NG 165, Nov. 2020

<sup>18</sup> Reducing Methane Emissions: Best Practice Guide Transmission, Storage, LNG Terminals and Distribution, September 2020