

FSRU Wilhelmshaven Voslapper Groden Nord 2

planungsgruppe



Wasserrechtliches Planfeststellungsverfahren

Klimaauswirkungen des Vorhabens

Auftraggeber

FSRU Wilhelmshaven GmbH

Ort, Datum

Oldenburg, 19.09.2023

FSRU Wilhelmshaven Voslapper Groden Nord 2

Wasserrechtliches Planfeststellungsverfahren

Auftraggeber

FSRU Wilhelmshaven GmbH

Verfasser

Planungsgruppe Grün GmbH

Arcadis Germany GmbH

Projektleitung

Planungsgruppe Grün GmbH

M. Sc. Landschaftsökologie M. Schweers

Bearbeitung

Planungsgruppe Grün GmbH

Arcadis Germany GmbH

Geschäftsführung

Planungsgruppe Grün GmbH

Dipl.-Ing. M. Sprötge

Projektnummer

P2954

Arbeitsgemeinschaft

Planungsgruppe Grün GmbH

Alter Stadthafen 10

26122 Oldenburg

Tel. 0441 – 998 438 - 0

E-Mail: oldenburg@pgg.de

mit

Arcadis Germany GmbH

Spixstraße 59

81539 München

Tel. 089-4549110

Inhalt

1	Anlass und Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Rechtliche Grundlagen.....	4
2.2	Datengrundlagen und Hinweise auf Kenntnislücken.....	4
3	Methodik	6
3.1	Untersuchungsrahmen.....	6
3.2	Bewertungskriterien	6
4	Berechnung Immissionen	7
4.1	Installation.....	7
4.2	Entladung von LNG.....	8
4.3	FSRU-Betrieb.....	9
4.4	Direkte Flächeninanspruchnahme.....	10
5	Bewertung	11
6	Zusammenfassung	12
7	Literaturverzeichnis	13

Abbildungen

Tabellen

Tabelle 1:	Prognostizierte verwendete Schiffstypen mit Dauer und Verbrauch beim Bauprozess des FSRU	7
Tabelle 2:	Übersicht über die Immissionen beim Bauprozess des FSRU.....	8
Tabelle 3:	Prognose über die Entladung von LNG und die Anzahl der Lieferungen am FSRU	8
Tabelle 4:	Kalkulation der Immissionen bei der Anlandung und Entladung eines Schiffes am FSRU mit LNG.....	9
Tabelle 5:	Ermittelte Abgasparameter je Kesselanlage.....	9
Tabelle 6:	Prognose über die Immissionen beim Betrieb des FSRU über ein Jahr	10
Tabelle 7:	Gesamtbilanz der Immissionen über den Bau und den Betrieb des FSRU	11

1 Anlass und Aufgabenstellung

Die FSRU Wilhelmshaven GmbH plant im Auftrag der Bundesregierung, vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), den Bau und Betrieb eines LNG-Importterminals für die Anlandung und Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas (LNG), um zur Sicherung der deutschen Energieimporte beizutragen. Es handelt sich hierbei um eine Floating Storage and Regasification Unit (FSRU), auf Deutsch: schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit. Das FSRU-LNG-Terminal hat eine Kapazität für den Import von bis ca. 5 Milliarden Kubikmeter Erdgas.

Die Errichtung dieses neuen LNG-Terminals umfasst die Charterung des FSRU und den Bau der Anlegerstruktur (Anlege- und Vertäudalben) und der Suprastruktur bestehend aus HP-Gas-Balkon, Riser, PLEM, TCP, Gaspipeline usw.

Die FSRU wird östlich des Voslapper Groden-Nord (VGN) an einem neu zu errichtenden Anleger festgemacht. Das mit LNG-Tankschiffen angelieferte Flüssigerdgas „LNG“ wird auf der FSRU gelagert, wieder in den gasförmigen Zustand (verdampft) gebracht und mit einem Druck von bis zu 110bar von der FSRU, wasserseitig, über ein s.g. Jettyless System und dann, landseitig, über eine Hochdruckerdgasleitung DN600 in das Netzwerk (Erdgasfernleitung) der OGE eingespeist.

Das Jettyless System besteht aus einem Gasbalkon, welches auf das FSRU in der Nähe des Hochdruckverteilers montiert ist, zwei (2) Steigleitungen, welche die Verbindung zwischen dem Gasbalkon und den PLEMs herstellen, zwei (2) Pipeline End Manifolds (PLEMs) und sechs (6) TCP-Hochdruckrohrleitungen von den PLEM's zur Küste, wo diese an dem landseitigen Rohrleitungssystem angeschlossen werden.

Die Inbetriebnahme ist für das vierte Quartal 2023 geplant. Der Betrieb ist auf maximal 5 Jahre begrenzt.

In Anbetracht des Klimawandels und der Erwärmung um etwa 1,0 °C in Vergleich zum vorindustriellen Nivea (IPCC 2019) wurde 2019 das Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen. Auf dieser Grundlage muss eine Einschätzung hinsichtlich der Klimatischen Folgen des Vorhabens getroffen werden.

2 Grundlagen

2.1 Rechtliche Grundlagen

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) trat 2019 in Kraft und wurde zuletzt im Jahr 2021 novelliert. Es soll zum Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben gewährleisten (§ 1 Satz 1 KSG). Es legt Ziele für eine schrittweise Minderung der Treibhausgasemissionen fest (§ 3 KSG) und verpflichtet Träger öffentlicher Aufgaben zur Berücksichtigung des Gesetzeszwecks und der festgelegten Ziele bei ihren Planungen und Entscheidungen (§ 13 Abs. 1 Satz 1 KSG).

Nach der Rechtsprechung des BVerwG muss die Planfeststellungsbehörde bei ihrer Abwägungsentscheidung nach Art. 20a GG i. V. m. § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG die Aspekte des globalen Klimaschutzes und der Klimaverträglichkeit berücksichtigen. Die Regelungen in § 13 Abs. 1 Satz 3 und Abs. 2 KSG betreffen hingegen Maßnahmen und Entscheidungen im direkten Zusammenhang mit Investitions- und Beschaffungsvorgängen und gelten nicht für einen Planfeststellungsbeschluss. Das Berücksichtigungsgebot des § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG verlangt von der Planfeststellungsbehörde, mit einem – bezogen auf die konkrete Planungssituation – vertretbaren Aufwand zu ermitteln, welche CO₂-relevanten Auswirkungen das Vorhaben hat und welche Folgen sich daraus für die Klimaschutzziele des KSG ergeben. § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG formuliert aber keine gesteigerte Beachtungspflicht und ist nicht im Sinne eines Optimierungsgebotes zu verstehen: Ein Vorrang des Klimaschutzgebots gegenüber anderen Belangen lässt sich weder aus Art. 20a GG noch aus § 13 KSG ableiten (BVerwG, Urt. v. 04.05.2022, Az.: 9 A 7.21). Nicht mit in die Klimabilanz einzustellen sind Tätigkeiten, die die Verbraucher zu einem späteren Zeitpunkt mit dem transportierten Gas ausüben (insofern übertragbar BVerwG, Urteil v. 22.06.2023, Az.: 7 A 9.22, dort in Bezug auf eine Terminalanbindungsleitung).

2.2 Datengrundlagen und Hinweise auf Kenntnislücken

Die Berechnungen der Immissionen basieren auf den Annahmen hinsichtlich der Auslastung und den geplanten Abläufen beim Bau und der Inbetriebnahme der FSRU. Die geschätzten Betriebsstunden, sowie die erwarteten LNG-Lieferungen stammen aus Prognosen und Berechnungen von Arcadis.

Für den Vergleich der Wertschöpfungskette des LNG werden die im Joint Research Center (JRC) Well-to-Tank Report (Prussi et al. 2020) beschriebenen Wege der Brennstoffproduktion herangezogen. Dieser Bericht drückt die CO₂-Emissionen als g CO₂ /MJ Endprodukt aus, wobei das Endprodukt der Brennstoff ist, in diesem Fall Erdgas. Dies geschieht über mehrere Stufen der Wertschöpfungskette, jedoch ohne die Verbrennungsemissionen des Erdgases (Well-to-Tank).

Ausgehend von den oben angegebenen Immissionen wurde für diesen Vergleich arabisches LNG ausgewählt, welches theoretisch eine der Quellen sein könnte. Die Schritte der Produktion, Umwandlung und des Transports basieren auf dem JRC-Report. Für die Entladung und Verdampfung wurde jedoch der berechnete Wert [g CO₂/MJ] des TES FSRU-Betriebs verwendet.

3 Methodik

3.1 Untersuchungsrahmen

Als Hauptursache, für die klimatischen Veränderungen, sind Treibhausgase auszumachen (IPCC 2013). Zu diesen gehören unter anderem Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄) (§ 2 S. 1 Nr. 1 KSG). CO₂ entsteht bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen, der Forstwirtschaft und weiteren industriellen Prozessen. Es macht einen Anteil von ca. 80 % der anthropogenen Immissionen von Treibhausgasen aus. Methan hat einen Anteil von ca. 16 % (IPCC 2013).

Bei der Bewertung der Auswirkungen auf das Klima muss zwischen drei Aspekten des Vorhabens unterschieden werden:

1. die Installationsprozesse (On- & Offshore-Arbeiten)
2. das Entladen von LNG und die damit verbundenen Emissionen des LNG-Tankers an der FSRU
3. der Betrieb der FSRU, der auf 5 Jahre begrenzt ist.

Darüber hinaus werden die drei Schritte gemeinsam mit der Wertschöpfungskette von LNG (von der Produktion bis zur Verdampfung) verglichen.

3.2 Bewertungskriterien

Als Bewertungskriterium wird das bei den einzelnen Prozessen ausgestoßene CO₂, bzw. CH₄ herangezogen. Unterschieden werden kann hier lediglich zwischen absoluten Werten (Installation) die lediglich einmalig anfallen und dauerhafte Ausstöße, die beim Betrieb der LNG-Tanker oder des FSRU auftreten.

Für den Vergleich der Immissionen in Bezug auf die gesamte Wertschöpfungskette des LNG wird der CO₂ Ausstoß mit dem importierten LNG verrechnet. Dies ermöglicht einen Vergleich hinsichtlich der Treibhausgasimmissionen im Verhältnis zur importierten Energie. Hierbei ist zu beachten, dass die g CO₂ / MJ auf einem LNG-Import an der TES FSRU von ~ 4000 Mt/Jahr basieren, was einem Gesamtimport von $2 \cdot 10^{11}$ MJ/Jahr entspricht. Teilt man die Gesamtimmissionen pro Jahr (120.045 Tonnen CO₂) durch diese Gesamtmenge an importiertem MJ LNG, erhält man die Ausgestoßene Menge CO₂ in „g CO₂/MJ“.

4 Berechnung Immissionen

4.1 Installation

Bei der Installation der FSRU wird der Einsatz der folgenden Schiffstypen betrachtet (s. Tab. 1). Der Kraftstoffverbrauch wurde über die prognostizierte Betriebszeit und die Motorengröße kalkuliert. Zur Berechnung der CO₂ Immissionen wurde ein Faktor von 2,9 kg CO₂ / kg Diesel angesetzt (CO₂emissiefactoren, 2023).

Tabelle 1: Prognostizierte verwendete Schiffstypen mit Dauer und Verbrauch beim Bauprozess des FSRU

Schiffstyp	Betriebsstunden (geschätzt)	Kraftstoffverbrauch [Tonnen Diesel]	Motorengröße [kW]	CO ₂ Emissionen [Tonnen CO ₂]
Laderaumsaugbagger	792 (6h pro Hin- und Rückfahrt, mit ~132 Fahrten)	915	12.116	2640
Multicat-Boot zur Unterstützung der Baggerarbeiten	132 x 2h	114	2.400	329
Service-Boot für Peilung und sonstige Unterstützung	200 h	64	1.790	185
'Double Bubble Curtain' Kompressoren	60 h	50	4.774	144
Hydrohammer, voraussichtlich vom Typ S-1800	30h / 3h pro Pfahl	50	2.080	144
Hubschiff zur Installation der Dalben	80h Installation, 640h stand-by	153	6.000	441
Schweiß- und Montagearbeiten	8000 h Schweißen + 1400 h installation	80	20	231
Hubschiff zur Installation der platform (inkl generatoren)	450	100	1.500	289
Verlegeschiff Transfersystem	350	473	7.500	1.363
Multicat boot installation transfersystem	170	38,3	1.250	110
Hopper-bagger fur Transfersystem	40	110	11.000	318
Arbeitsboot	170	55	1.790	159
Schaufelbagger	500	36	400	104
Mobiler Kran zu Montage des Gasbalkons	16	1,5	505	4
Landseitige Bauarbeiten	768	30	205	87

Über die einzelnen Prozessabschnitte während der Bauphase summiert ergeben sich gemäß Arcadis die in der folgenden Tabelle aufgelisteten CO₂ Immissionen.

Tabelle 2: Übersicht über die Immissionen beim Bauprozess des FSRU

	Voraussichtlich verbraucher Brennstoff pro Prozessschritt [Tonnen]	CO ₂ Emissionen [Tonnen CO ₂]
Herstellung Liegewanne und Zufahrt	1.091	3.154
Installation Anleger	433	1.249
Installation TCP	712	2.058
landseitige Arbeiten	30	87
GESAMT	2.666	6.563

4.2 Entladung von LNG

Für die Entladung von LNG wurden von Arcadis die in Tabelle 3 gelisteten Annahmen getroffen.

Tabelle 3: Prognose über die Entladung von LNG und die Anzahl der Lieferungen am FSRU

Annahme	Anzahl
Anzahl der Schiffe / Jahr	75 Schiffe/Jahr
Entladezeit LNG-Tanker + Anlegen	38 Stunden
„Hotelzeit“ LNG-Tanker (50% des Verbrauchs und der Emissionen)	13 Stunden
Größe des LNG-Tankers (LNGC)	138.000 m ³
Brennstoffverbrauch LNG-Tanker	4,8 Tonnen LNG pro Stunde
Methanschlupf (LPDF) langsame Geschwindigkeit LNG-Tanker	0,05 Tonnen CH ₄ / Stunde
Boil-off-Gas % pro Tag [0,1-0,25%/Tag]	0,0004 CH ₄ Tonnen / Stunde
Emissionsfaktor CH ₄	36,8
Emissionsfaktor CO ₂	1

Tabelle 4 stellt die prognostizierten Immissionen je Entladung eines Schiffes mit LNG dar.

Tabelle 4: Kalkulation der Immissionen bei der Anlandung und Entladung eines Schiffes am FSRU mit LNG

Aspekt	Tonnen CH ₄ / Stunde	Emissionen/Tanker (Tonnen CO ₂ e/Stunde)	Gesamte Emissionen [Tonnen CO ₂ e/Tanker] im Falle von 35 Stunden Entladung + 13 Stunden Hotelbetrieb 50%
Brennstoffverbrauch Tanker	4,8	13,2000	
BOG (boil-off-gas)	4,40141E-05	0,0016	
Methanflugstoffe	0,05	1,8400	
GESAMT			669,3

Im Falle von 75 LNG-Tankern/Jahr werden die Immissionen **50.200 Tonnen CO₂/Jahr** betragen.

4.3 FSRU-Betrieb

Bei der Ermittlung der Immissionen beim Betrieb der FSRU müssen die verschiedenen Kesselanlagen beachtet werden. Die Verwendung der einzelnen Kessel hängt von der äußeren Wassertemperatur ab. Die verschiedenen Modi können der Tabelle 5 entnommen werden.

Tabelle 5: Ermittelte Abgasparameter je Kesselanlage

Modus	Dampfmenge [kg/h]	Abgas-Temperatur [°C]	Abgas-Volumenstrom [m ³ /h]	Abgas-Geschwindigkeit [m/s]
Geschlossen	71.000	180	109.550	19,768
Kombiniert	49.000	169	74.703	13,480
offen	24.500	158	40.173	7,249

Tabelle 6: Prognose über die Immissionen beim Betrieb des FSRU über ein Jahr

LNG-Verwendung bei Maximalbetrieb (closed loop) kg/h	4.268
Open-Loop (Wassertemperatur $\geq 14,7$ °C) Monate	Juni, Juli, August, September
Mixed-Mode ($5,5$ °C < Wassertemperatur < $14,7$ °C) Monate	April, Mai, Oktober, November
Closed-Loop (Wassertemperatur < $5,5$ °C) Monate	Dezember, Januar, Februar, März
GHG-Emissionsfaktor (kgCO ₂ /kg) von CH ₄	2,75
Abgasvolumenströme pro Kesselanlage [m ³ /h]: Open-loop	40.173
Abgasvolumenströme pro Kesselanlage [m ³ /h]: Mixed-loop	74.703
Abgasvolumenströme pro Kesselanlage [m ³ /h]: Closed-loop	109.550

Der LNG-Verbrauch bei maximaler Nutzung und 365 Betriebstagen beläuft sich unter den oben genannten Annahmen auf¹ :

$$(40173 \cdot (4/12) + 74703 \cdot (4/12) + 109550 \cdot (4/12)) / (40173 + 74703 + 109550) \cdot 2,75 \cdot 4268$$

$$= 3.912 \text{ kg CO}_2/\text{h}$$

Für zwei Kessel im kontinuierlichen Betrieb wurde durch Arcadis eine jährliche Gesamtmenge von **68.544 t CO₂** Treibhausgasemissionen ermittelt.

4.4 Direkte Flächeninanspruchnahme

Durch den Bau des Anlegers, insbesondere durch die Setzung der zehn Dalben, wird der Meeresboden auf einer Fläche von ca. 160 m² dauerhaft in Anspruch genommen. Diese Fläche ist jedoch unerheblich klein im Vergleich zur weltweiten Ozeanbedeckung, sodass es durch den Flächenverbrauch am Meeresgrund zu keinem nennenswerten Einfluss auf den CO₂-Haushalt kommt.

¹ Dies stellt ein Worst-Case-Szenario dar

5 Bewertung

Wenn man die drei einzeln berechneten Aspekte summiert, erhält man die in Tabelle 7 gelisteten Immissionen.

Tabelle 7: Gesamtbilanz der Immissionen über den Bau und den Betrieb des FSRU

	[Tonnen CO ₂ /Jahr]	[g CO ₂ /MJ LNG]
1. INSTALLATION GESAMT: Tonnen CO ₂ /Jahr * Bitte beachte, dass dieser Wert durch 5 geteilt wird.	1.313	0,007
2. ENTLADEN LNG: Tonnen CO ₂ /Jahr	50.201	0,251
3. FSRU BETRIEB GESAMT: Tonnen CO ₂ /Jahr	68.544	0,342
GESAMTSUMME (Tonnen CO₂/Jahr)	120.144	0,600

Die komplette Wertschöpfungskette kann detailliert durch den JRC berechnet werden. Laut der Berechnung entfallen nur 0,6 g CO₂/MJ auf die Aufbereitung und Verteilung. Dies entspricht aufgerundet 5 % der Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette (Gesamtemission laut JRC bei 13,6 g CO₂/MJ).

Allgemein lässt sich feststellen, dass es über den Bau und Betrieb des FSRU zu einem begrenzten Ausstoß an Treibhausgasimmissionen kommt, dieser ist jedoch insgesamt als gering zu bewerten und im Vergleich zum Gesamt-Treibhausgasausstoß nicht nennenswert. Der vorhabenbedingte Anteil am Klimawandel ist nicht messbar.

Hierbei ist weiterhin aufzuführen, dass die FSRU und der Anleger nach einer Laufzeit von 5 Jahren zurückgebaut werden. Der vorübergehende Anleger wird anschließend durch einen langfristigen Anleger ersetzt, der im Rahmen des geplanten Energieparks Wilhelmshaven den Import von grünem Wasserstoff dienen wird. Die Einfuhr von grünem Wasserstoff und der damit einhergehenden Reduzierung von Treibhausgasemissionen kann zu einer positiven Entwicklung in der Gesamtbilanz führen.

Weiterhin ist den prognostizierten Treibhausgasimmissionen die in § 3 LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) formulierte Absicht zur Sicherung und Diversifizierung der Gasversorgung gegenüberzustellen. In § 3 LNGG ist die besondere Dringlichkeit des expliziten geplanten Vorhabens festgestellt (§ 2 Abs. 1 Nr. 4 i.V. Nr. 2.3 der Anlage zu § 2 LNGG) Die in Anlage zu § 2 LNGG genannten Vorhaben liegen laut § 3 LNGG im überragenden öffentlichen Interesse. Die Dringlichkeit sowie das öffentliche Interesse überwiegen den verhältnismäßig geringen negativen klimatischen Einfluss.

Meerwasser wird für verschiedene Prozesse während des Betriebs verwendet. Die benötigten Mengen fallen jedoch sehr gering aus und können deswegen hinsichtlich der Funktion des Meeres als CO₂-Senke vernachlässigt werden.

6 Zusammenfassung

Mit Insgesamt 120.144 Tonnen CO₂/Jahr, bzw. 0,6 [g CO₂/MJ LNG] hat das Vorhaben einen mäßig negativen Einfluss auf das Klima. In Relation hierbei muss allerdings auch die gesamte Wertschöpfungskette des LNG gesetzt werden, wobei die Errichtung und der Betrieb der FSRU nur 4,3 % der ausgestoßenen Treibhausgase ausmacht.

Positiv in die Bewertung fällt ebenfalls das in § 2 Abs. 1 Nr. 4 i.V. Nr. 2.3 der Anlage zu § 2 LGG festgestellt überragende Öffentliche Interesse sowie die Ablösung des LNG-Imports, nach 5 Jahren Laufzeit, durch grünen Wasserstoff und damit langfristig einen positiven Beitrag zum Erreichen der Klimaziele beizutragen.

7 Literaturverzeichnis

CO2emissiefactoren (2023): Lijst emissiefactoren. URL: <https://www.co2emissiefactoren.nl/lijt-emissiefactoren/> (zugegriffen 09.08.2023)

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC (2019): IPCC Sonderbericht über 1,5°C globale Erwärmung.

Prussi, M., M. Yugo, L. De Prada, M. Padella, R. Edwards & L. Lonza (2020): JEC Well-to-Tank report v5. Publications Office of the European Union, Luxembourg (Luxembourg).

Gesetze

KSG: Bundes-Klimaschutzgesetz

LNGG: Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz)