

**LNG-Terminalstrandorte, insbesondere für
Floating LNG-Terminals in Deutschland –
Anbindung an das überregionale Ferngasnetz**

von

Hans-Georg Fasold, Essen

Juni 2017 / August 2017

Untersuchung im Auftrag der Merkel GmbH, Essen

Prof. Dr. Hans-Georg Fasold

Wolfskuhle 2

D 45276 Essen

Telefon: +49 (0)201 503676

Mobile: +49 (0)177 3244825

E-Mail: hans-georg.fasold@gmx.de

Inhalt

1. Einführung / Hintergrund	3
2. LNG-Anlandung in Wilhelmshaven (NWO-Areal).....	6
3. LNG-Anlandung in Wilhelmshaven (DFTG-Areal).....	14
4. LNG-Anlandung in Brunsbüttel	15
5. LNG-Anlandung in Stade (Bützfleth).....	19
6. LNG-Anlandung in Emden bzw. Bremerhaven (Luneplate).....	21
7. Standortvergleich	22
8. Tabellen / Bilder	23
9. Literatur	38
10. Anhänge.....	40

1. Einführung / Hintergrund

In Deutschland existiert derzeit kein LNG-Importterminal (mit Regasifizierung).

Zwar wurde am Standort Wilhelmshaven seit Anfang der 1970er Jahre ein LNG-Terminal von der damaligen Ruhrgas AG geplant – jedoch nie realisiert.

Die Untersuchungen zeigten, dass der Import von Erdgas via Pipeline kostengünstiger war als via LNG-Kette.

Ein zweiter Realisierungsversuch der E.ON Ruhrgas in 2005 bis 2007 scheiterte einerseits an stark steigenden Investitionskosten im Verlaufe der Projektplanungen, andererseits an zugleich hohen Auflagen seitens der Regulierungsbehörde.

Aktuelle Planungen gehen davon aus, dass ein deutsches **Importterminal als FSRU** (Floating Storage and Regasification Unit) gebaut werden sollte.

Dies bedeutet, dass die gesamten Anlagen (Tank, Regasifizierung etc.) auf einem manövrierbaren LNG-Tanker installiert werden.

Das Schiff wird für die Dauer der Nutzung (≥ 10 Jahre) auf Reede verankert und vermittels Offshore-/Onshore-Leitungen mit dem HD-Leitungsnetz verbunden.

Standardisierte Ausführungen dieser Schiffe werden insbesondere auf koreanischen und japanischen Werften gebaut; sie fahren nach Indienststellung mit eigener Kraft zu den vorgesehenen Einsatzorten.

Das norwegische Unternehmen Høegh LNG hat sich – neben anderen Anbietern – darauf spezialisiert, LNG-Schiffe unterschiedlicher Bauart und Funktion bauen zu lassen und langfristig an interessierte Partner zu vermieten / zu leasen.

In den letzten Jahren wurden beispielsweise von Høegh LNG zunehmend auch FSRU-Carrier ins Portfolio übernommen und Schiffe nebst verbundenen Dienstleistungen vermarktet.

Eine Übersicht über die derzeit aktiven bzw. zukünftig geplanten FSRU-Schiffe von Høegh LNG findet sich in **Tabelle 1** [1].

Die modernen Schiffe dieser Flotte verfügen über eine Standardgröße von ca. 170.000 m³ LNG (Kapazität der Tanks).

Als Antrieb dienen i. d. R. dieselelektrische Aggregate des Herstellers Wärtsilä¹ [2, 3].

¹ Die o. g. FSRU-Schiffe (170.000 m³) verfügen über jeweils 4 Wärtsilä 50 FF-Antriebsaggregate (à 7,3 MW_{el.}).

Als Brennstoffe können Erdgas, Leichtes Öl (Diesel) und Schweröl verwendet werden.

Die Maschinen sind effizient ($\eta_{el} \approx 45,6$ %) und emissionsarm betreibbar.

Die Regasifizierungstechnik wird ebenfalls von Wärtsilä geliefert [2]; es handelt sich um neu entwickelte, modular aufgebaute Systeme, welche Seewasser und Glykol als Wärmeträger-Medium verwenden.

Es ist hervorzuheben, dass die **Investitionskosten für FSRU-Anlagen deutlich unter denen für Onshore-Anlagen liegen.**

Entsprechend dem IGU-LNG-Report 2016 kann **für FSRU-Anlagen** in guter Näherung von einer **Halbierung der Investitionskosten** (im Vergleich zu Onshore-Anlagen) ausgegangen werden [4].

Dieser Fakt könnte für eine gewisse Realisierungschance eines Terminals in Wilhelmshaven oder Brunsbüttel sprechen.

Allerdings ist ein **wirtschaftlicher Vergleich mit Pipeline-Transportkosten** durchzuführen: Nach aktuellen Untersuchungen des Autors [5] ergeben sich für den Transport via LNG-Kette (Verflüssigung und Schiffsbeladung, Schiffstransport, Schiffsentladung und Regasifizierung) erheblich höhere Transportkosten im Vergleich zum Ferntransport via Pipeline; die Untersuchungen beziehen sich auf Greenfield-Anlagen, also den kompletten Neubau für alle Systemelemente.

Bei Inkaufnahme dieses Nachteils bietet sich für LNG der Vorteil, dass zusätzliche Erdgas-Aufkommensgebiete für den deutschen Markt erschlossen werden können, die per Pipeline nicht erreicht werden können.

In der Vergangenheit wurden in LNG-Teilmärkten – z. B. in Japan – deutlich höhere Preise erzielt als für Pipelinegas in Westeuropa.

Eine relevante Kenngröße für ein Regasifizierungs-/Anlandeterminal ist die **darstellbare Regasifizierungsleistung**.

Diese kann grundsätzlich **modular** aufgebaut werden.

Die maximale Regasifizierungsleistung der FSRU-Flotte von Höegh LNG liegt bei 750 MMSCFD.

Umgerechnet auf Norm-m³/h entspricht dem eine **Leistung von ca. 837.000 m³/h².**

² Umrechnung: 1 Nm³ \triangleq 37,326 SCF (s. **Tabelle 2**).

\Rightarrow 750 MMSCFD \triangleq 750 · 10⁶/37,326/24 m³/h = 837.218 m³/h.

Die Regasifizierungsleistung des vor Klaipėda liegenden FSRU-Schiffes „Independence“ verfügt über lediglich die Hälfte der o. g. Maximalleistung (428.659 m³/h).

Damit ist die maximal darstellbare Jahresmenge auf diesem Terminal auf ca. 3,4 Mrd. m³/a beschränkt – ein für das Baltikum ausreichender Wert.

Eine realistische Obergrenze der Jahreskapazität eines FSRU-Schiffes der 170.000 m³-Klasse lässt sich auf **ca. 5 Mrd. m³/a** abschätzen.

Dieser Jahreswert kann wie folgt erreicht werden:

- gaswirtschaftliche Flexibilität: 10 %
- technische Flexibilität: 10 %.

Resultierende Benutzungsdauer: 8760 h/a · 0,8 ≈ 7.000 h/a.

Um diesen o. g. Load-Faktor von 0,8 realisieren zu können, ist eine Leistung von ca.

$5 \cdot 10^9 \text{ Mrd. m}^3/\text{a} / 7000 \text{ h/a}$

≈ 714.000 m³/h

ex FSRU-Schiff darzustellen.

Geht man von einem notwendigen Restvolumen von 10 % in den LNG-Tanks aus³, so ist pro Bunkervorgang (ex LNG-Carrier) ein Volumen von 153.000 m³ LNG möglich.

Dies erfordert **56 Beladungsvorgänge pro Jahr⁴, also: alle 6,5 Tage müssen die FSRU-Tanks aufgefüllt werden.**

³ Ziel: Vermeidung eines Temperaturanstiegs in den Tanks.

⁴ 56 Beladungen · 153.000 m³ (LNG) · 585 m³ (Gas) / m³ (LNG) ≈ 5 Mrd. m³.

2. LNG-Anlandung in Wilhelmshaven (NWO-Areal)

RWE Energy AG hatte bereits in 2009 geplant, am NWO-Standort in Wilhelmshaven einen LNG-Terminal mit Regasifizierung zu bauen; Teil des Projekts war ein Leitungsbau von Wilhelmshaven nach Etzel.

Als LNG-Anlandestelle war damals bereits – wie derzeit – der Heppener Groden in Wilhelmshaven vorgesehen (s. **Bild 1**).

Dort befindet sich die Anlegestelle der NWO (Nord West Oelleitung GmbH) mit Ausleger (Jetty) und Öltanks an Land.

Von diesem Standort ausgehend betreibt die NWO eine Rohölpipeline bis in den Raum Köln.

Auf Betreiben der RWE Energy AG wurde in 2009 ein Raumordnungsverfahren mit integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung für eine geplante Erdgasleitung Wilhelmshaven – Etzel durchgeführt [6].

Es wurden 2 alternative Trassenführungen untersucht, mit dem Ergebnis, dass die sog. nördliche Trasse Vorteile hinsichtlich der Realisierung aufweist.

In den **Bildern 2a und 2b** ist diese bevorzugte Trassenführung in einem Lageplan dargestellt.

Ausgehend von einem angenommenen Standort für eine Gasdruck-Regel- und Messanlage (GDRM) im nordöstlichen Bereich des NWO-Geländes lässt sich eine **Trassenlänge von ca. 23,5 km** ableiten.

Am Standort Etzel sollte die geplante Verbindungsleitung an die beiden Transportleitungen NETRA⁵ und die Leitung Etzel – Woltzeten angebunden werden.

Die NETRA steht im Eigentum von OGE (Open Grid Europe) und Gasunie Deutschland. Bis Ende 2016 war Statoil Deutschland über die Tochtergesellschaft jordgas GmbH Mitgesellschafter; deren Anteile sind nunmehr auf OGE und Gasunie Deutschland übergegangen.

Damit ist die NETRA insgesamt **Teil der beiden deutschen Marktgebiete NCG (Net Connect Germany) und Gaspool** – ein für die Vermarktung des über Wilhelmshaven zu importierenden Erdgases erheblicher Vorteil.

⁵ Die NETRA (Norddeutsche Erdgas-Transversale) verbindet den Einlieferpunkt Dornum (ex Norwegen) mit Salzwedel; sie führt über Etzel (zugleich Speicherstandort) und Wardenburg (Verdichterstation).

Über die Zweitanbindung an die Leitung Etzel – Woltzeten (mit Weiterführung nach Bunde) ist die **Verbindung mit den nordwesteuropäischen Gasnetzen** in den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Großbritannien gegeben.

Als vorteilhaft erweist sich auch die gegebene **Anbindung des Untertagespeichers Etzel**, über den eine Glättung bzw. Strukturierung des in Wilhelmshaven angelandeten Erdgases erreicht werden kann.

Eine schematische Darstellung der Einbindung der geplanten Leitung Wilhelmshaven – Etzel in die Systeme NETRA und Etzel – Woltzeten findet sich in **Bild 3**.

Zur Findung eines optimalen Leitungsdurchmessers für die Verbindungsleitung Wilhelmshaven – Etzel gemäß Schemaplan (**Bild 3**) wurden **verschiedene hydraulische Berechnungen** durchgeführt.

Hierbei wird von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Gasbeschaffenheit: Mischgas H (Dichteverhältnis: ~ 0,64; Brennwert: ~ 11,6 kWh/m³; Wobbeindex: ~ 14,47 kWh/m³)
- Druckstufe: PN 100 (effektiv: max. 99 bar)
- Mindestdruck Etzel: ca. 80,6 bar
- Stahlqualität: X70
- Innendurchmesser: gemäß DIN 2470 (s. **Tabelle 3**)
- Innenauskleidung der Rohre mit Epoxidharz.

Die Rechnungen führen zu nachfolgenden Ergebnissen (s. **Anhänge 1 bis 4**):

Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen

Rohrdurchmesser	Transportkapazität [10³ m³/h]
DN 400	400
DN 500	715
DN 600	1150
DN 700	1715

Die o. g. Flussleistungen stellen Grenzwerte bei Vollausschöpfung des verfügbaren Druckgefälles (99 bar ⇒ 80,6 bar) dar.

Die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten liegen zwischen ca. 10 m/s und 14 m/s; diese Werte sind zulässig, allerdings relativ hoch.

Aufgrund des Joule-Thomson-Effekts ist mit einer Absenkung der Gastemperatur um ca. 10°C zwischen Anfangs- und Endpunkt der Leitung zu rechnen.

Ggfs. muss unter winterlichen Bedingungen das Gas in Wilhelmshaven (GDRM-Anlage) entsprechend vorgewärmt werden.

Im Hinblick auf die notwendige Abdeckung der denkbar maximalen Leistung der Regasifizierungsanlage (837.000 m³/h) **sollte die Leitung zumindest in DN 600 ausgelegt werden.**

Eine Auslegung in DN 700 bietet Flexibilität „nach oben“, bei ca. 20 % höheren Investitionen.

Die **Dimensionierung des ca. 1,5 km langen Leitungsstücks zwischen dem FSRU-Carrier und der GDRM-Anlage** (onshore) hängt ebenfalls von der erwarteten Leistung ex Regasifizierungsanlage ab.

Es wird angenommen, dass die LNG-Pumpen auf dem Schiff einen Druck von bis zu 05 bar darstellen können.

Damit ist zwischen dem „Ausgang ex Schiff“ und dem Ausgang „ex GDRM-Anlage“ ein Druckgefälle von ca. 5 bar verfügbar.

Davon sind ca. 3 bar für die Druckverluste in der GDRM-Anlage einzuplanen, so dass auf der ca. 1,5 km langen Verbindungsleitung der Druckverlust auf 1 bis 2 bar beschränkt sein muss.

Diese Forderung wird erfüllt, wenn die Flüsse für eine Auslegung in

- DN 400 auf 400.000 m³/h,
- DN 500 auf 715.000 m³/h,
- DN 600 auf 1150 · 10³ m³/h

beschränkt bleiben.

Dann errechnet sich jeweils ein Druckverlust von ca. 1 bar auf diesem 1,5 km langen Leitungsabschnitt (s. **Anhänge 5 bis 7**).

Die Investitionen für die Anbindung der FSRU-Anlage an das Ferntransportnetz in Etzel werden auf Basis „mittlerer Verlegebedingungen“ (Bezugsjahr = 2015) ermittelt.

Die Kostenansätze wurden abgeleitet aus den Angaben des „Entwurfs zum Netzentwicklungsplans Gas 2016“ (Berlin, 01.04.2016) [7].

Abweichend von den Ansätzen des NEP 2016 werden hier keine Zuschläge („contingencies“) und Eskalationen (für die Kostenentwicklung) vorgenommen⁶.

Es werden hier die beiden realistischen **Varianten (DN 500 und DN 600)** bewertet.

Es ergibt sich:

Gewerk	Invest in Mio. € DN 500 (715.000 m³/h)	Invest in Mio. € DN 600 (1.150 · 10³ m³/h)
23,5 km Leitung	23,0	25,5
1,5 km Leitung	1,5	1,7
GDRM-Anlage	6,0	7,6
Mokveld-V. + Armaturen	2,5	3,2
Σ	33,0	38

Auf Kostenbasis 2015 ergeben sich demnach für „mittlere Gegebenheiten“ Investitionswerte von

- ca. 33 Mio. € (Auslegung in DN 500), bzw.
- ca. 38 Mio. € (Auslegung in DN 600).

In Anbetracht eines Kostenunterschieds von lediglich etwa 15 % empfiehlt es sich, die **mit deutlich höheren Kapazitäten/Flexibilitäten ausgestattete DN 600 Variante zu realisieren.**

Die Transportkapazität liegt in diesem Fall bei 1,15 Mio. m³/h – gegenüber 715.000 m³/h im DN 500-Fall.

Zur **Gasbeschaffenheit** ist anzumerken.

⁶ Im NEP werden üblicherweise Zuschläge von 25 % (Fehlergrenze der Schätzwerte) und Eskalationen von 2 – 2,5 %/a für die Kostenentwicklung vorgenommen. Hieraus erklären sich die erheblich höheren Kostenschätzungen des NEP – im Vergleich zur hier angewandten Vorgehensweise.

Die über Dornum anstehenden norwegischen Gaslieferungen (Brennwerte: 11,6 bis 12 kWh/m³; Dichteverhältnis: 0,64 bis 0,66) dürften mit den denkbaren LNG-Einlieferungen in Wilhelmshaven hinsichtlich ihrer Gasbeschaffenheit weitgehend kompatibel sein.

Gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 (s. **Tabelle 4**) liegt der maximal zulässige Wobbe-Index für Erdgase der Gruppe H bei $(15,0 + 0,7) = 15,7$ kWh/m³.

Diese Obergrenze wird von allen hier betrachteten LNG-Lieferungen unterschiedlicher Provenienz eingehalten.

Insofern erscheint die Installation einer Stickstoff-Zumischanlage zur Konditionierung des angelieferten und regasifizierten LNG als nicht zwingend erforderlich.

Zwischenzeitliche Recherchen von Norconsult (H. Hesselberg) haben ergeben, dass ein Ausgangsdruck von **105 bar ex LNG-Carrier nicht dem Standarddesign der FSRUs** entspricht; stattdessen sind i. d. R. **nur 90 bar⁷** ex Schiff verfügbar.

Nach Angaben von Fa. Höegh und Norconsult könnte ein Ausgangsdruck von 105 bar durch eine höhere Auslegung der Anlagenkomponenten flussabwärts des Pumpenausgangs erreicht werden; hierfür wäre eine Konstruktionszeit von 26 bis 28 Monaten zu erwarten. Die Langzeit-Charter-Rate für eine FSRU würde sich durch diese Sondermaßnahme nicht erhöhen.⁸

Falls die Regasifizierungskapazität um 20 % reduziert werden könnte (d. h.: 600 MMSCFD⁹ anstatt 750 MMSCFD), wäre gemäß Höegh ein Ausgangsdruck von 105 bar darstellbar, ohne dass gravierende Design-Änderungen durchgeführt werden müssten. Andernfalls wären die Booster-Pumpen stärker zu dimensionieren.

Geht man vom „worst case“ der Standard-Auslegung der FSRU aus, so wäre ex FSRU ein Ausgangsdruck von lediglich max. 90 bar (effektiv: 89 bar) verfügbar.

Bei Volllast (837.000 m³/h) ergäbe sich auf dem 1,5 km langen Leitungsabschnitt (DN 600) vom Schiff bis zur GDRM-Anlage ein Druckverlust von 0,6 bar (s. **Anhang 8**).

Unter Berücksichtigung von stationsinternen Druckverlusten (Piping, GDRM-Anlage) würde bei Volllast am Ausgang der GDRM-Anlage ein Druck von ca. 86 bar verfügbar sein.

Über eine nachgeschaltete Verdichteranlage könnte der Druck auf das PN 100 bar-Niveau angehoben werden, um – wie im oben beschriebenen Fall – die maximale Entladeleistung (837.000 m³/h) über eine DN 600 / PN 100-Leitung bis Etzel weiterleiten zu können (s. **Bild 4**).

Die erforderliche Verdichterleistung würde bei **4,4 MW** liegen (s. **Anhang 9**).

Für die Installation einer Verdichteranlage ((1 + 1) x 5 MW)¹⁰ müsste eine Investition in der Größenordnung von **ca. 40 Mio. €** getätigt werden.

Eine insgesamt weitaus günstigere Lösung lässt sich durch Verzicht auf die o. g. Verdichteranlage finden, indem die nachgeschaltete Leitung von Wilhelmshaven (NWO) bis Etzel im Durchmesser höher ausgelegt wird – unter Inkaufnahme des auf ca. 86 bar abgesenkten Ausgangsdrucks ex Terminal.

⁷ „90 bar bis zu maximal 98 bar“.

⁸ Charter-Rate: ca. 130.000 \$/d.

⁹ 600 MMSCFD \triangleq ca. 670.000 m³/h.

¹⁰ mit 100 % Redundanz.

Als Enddruck ist, wie im Fall der DN 600 / PN 100-Leitung, ein Mindestdruck von 80,6 bar einzuhalten.

Die Kapazitätsberechnung ergibt, dass bei einer **Dimensionierung in DN 700** die erforderliche Leitungskapazität für den 23,5 km langen Abschnitt gerade erreicht wird (s. **Anhang 10**).

Die Gesamtinvestitionen für die gefundene **Optimalauslegung** liegen bei:

Gewerk	Invest in Mio. € DN 600 / DN 700
23,5 km Leitung (DN 700)	28,5
1,5 km Leitung (DN 600)	1,7
GDRM-Anlage	6,5
Mokveld-Ventil + Armaturen	3,0
Σ	39,7

Für eine **Investition in Höhe von ca. 40 Mio. €** lässt sich demnach die Anbindung der FSRU in Wilhelmshaven (NWO) an den Speicher Etzel sowie die beiden Leitungssysteme NETRA und Etzel-Woltzetten erreichen – ohne dass das Standard-Design für die Anlagen der FSRU (Pumpen, Piping, Sicherheitsarmaturen) modifiziert werden müsste.

3. LNG-Anlandung in Wilhelmshaven (DFTG-Areal)

Der seit ca. 4 Jahrzehnten von DFTG¹¹ geplante LNG-Terminal liegt „Am tiefen Fahrwasser“ in Wilhelmshaven (s. **Bild 5**) – ca. 11 km nördlich des NWO-Areals (Luftlinie). Eine potenzielle Leitungstrasse zum Speicher Etzel dürfte eine Länge von ca. 28,5 km haben; sie ist also ca. 5 km länger als der Weg vom NWO-Areal zum Speicher Etzel.

Eine in DN 600 / PN 100 dimensionierte Leitung vom DFTG-Terminal bis zum Speicher Etzel verfügt über eine Transportkapazität von ca. 1,04 Mio. m³/h (s. **Anhang 11**).

Eine vom Standard-Design eines FSRU abweichende Bauweise kann vermieden werden, wenn die Anbindungsleitung in höherem Durchmesser ausgelegt wird (s. Kap. 2).

Im vorliegenden Fall genügt in praxi eine durchgängige Auslegung der Anbindungsleitungen¹² in **DN 700 / PN 90** (s. **Anhänge 12** und **13**).

Die Investitionen für die gefundene **Optimalauslegung** liegen bei:

Gewerk	Invest in Mio. € DN 700
28,5 km Leitung (DN 700)	33,8
1,5 km Leitung (DN 700)	1,8
GDRM-Anlage	6,5
Mokveld-Ventil + Armaturen	3,0
Σ	45,1

Die Anbindung einer FSRU vom DFTG-Areal bis zum Speicher Etzel erfordert demnach ein **Investitionsvolumen von ca. 45 Mio. €**.

Eine Abweichung vom Standard-Design der FSRU ist nicht erforderlich.

¹¹ Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft.

¹² Die 1,5 km lange Leitung von der FSRU zur GDRM-Anlage und die weiterführende 28,5 km lange Leitung von der GDRM-Anlage bis zum Speicher Etzel sollten jeweils in DN 700 / PN 90 ausgelegt werden.

4. LNG-Anlandung in Brunsbüttel

Alternativ zu dem bei erster Betrachtung günstigen Standort Wilhelmshaven für die Errichtung eines LNG-Terminals wird nachfolgend der potenzielle Standort Brunsbüttel betrachtet.

Anhand der überregionalen Karte „Gasversorgungsnetze in Deutschland“ [8] erscheint eine Verbindungsleitung von Brunsbüttel Ports (Elbehafen) bis zum Knotenpunkt „Klein Offenseth“¹³ als geeignete Lösung.

In **Bild 6** ist diese Strecke in der Farbe Dunkelrot dargestellt.

Im Wesentlichen folgt die Trasse der vorhandenen Gasleitung DN 400/PN 70 der „Schleswig-Holstein Netz AG“.

Über Google Maps wurde die **Länge dieser potenziellen Trasse** abgeschätzt: **ca. 43 km** (für Fußgänger) (s. **Bild 7**).

Eine detaillierte Trassierung dürfte zu einem leicht abweichenden Ergebnis führen.

Klein Offenseth ist der südliche Endpunkt des DEUDAN-Systems¹⁴, welches kapazitiv ausgebaut worden ist.

Außer der Parallelisierung des Abschnitts Fockbeck-Ellend (64 km DN 900/PN 70) werden 2 Verdichterstationen vollständig neu gebaut (in Quarsuchedt und Ellend).

Das alte DEUDAN-System ist in PN 70 dimensioniert; der Neubau-Abschnitt wurde in PN 84 ausgelegt [9].

Da die Teilsysteme – solange kein Vollloop verfügbar ist – integriert gefahren werden, ist der effektive Betriebsdruck auf max. 70 bar beschränkt.

Durch den Ausbau wurde die Transportkapazität der DEUDAN in Süd – Nord-Richtung (frei Ellund) auf 700.000 m³/h angehoben [10].

Anmerkungen:

Ursprünglich ist die DEUDAN für Nord – Süd-Transporte ausgelegt worden, damit dänisches Offshore-Gas nach Deutschland gebracht werden konnte.

Inzwischen ist die dänische Förderleistung so stark gesunken, dass Dänemark (und das mitversorgte Südschweden) Zusatzlieferungen aus Deutschland beziehen müssen.

¹³ Über Google Maps wurde der Standort der Gas- Druck- u. Regelstation in Klein Offenseth ermittelt: Rosenstraße 71A (53,811947; 9,697131).

¹⁴ Die DEUDAN steht zu 75 % im Eigentum der Gasunie Deutschland, zu 25 % im Eigentum der OGE.

Dieses Gas ist russischer Provenienz und wird via Nord Stream/NEL und via Gasunie-System Heidenau – Klein Offenseth in Klein Offenseth in die DEUDAN eingespeist.

Im Bild der 2 deutschen Erdgas-Marktgebiete ist die DEUDAN primär im Gaspool-Gebiet angesiedelt, da die DEUDAN über ein 100 %iges Gasunie-System von Süden aufgespeist wird.

Um Anschluss an die NEL (mit Fluxys-Beteiligung und damit potenziell im NCG-Gebiet¹⁵ gelegen) zu erhalten, müsste die Verbindungsleitung Brunsbüttel – Klein Offenseth nach Süden bis Heidenau verlängert werden.

Dies würde Investitionskosten in der Größenordnung von ca. 70 Mio. € erfordern (Transportweg Klein Offenseth – Heidenau: ca. 70 km).

Nachfolgend sollen **für den potenziellen LNG-Terminal-Standort Brunsbüttel die erforderlichen Investitionskosten** abgeschätzt werden – analog zur Vorgehensweise für den Standort Wilhelmshaven.

Zur Vereinfachung wird a priori ein in Druckstufe PN 90 ausgelegtes Transportsystem betrachtet, um Abweichungen der FSRU-Anlagen vom Standard-Design zu vermeiden.¹⁶

Als Prämissen werden angesetzt:

- Gasbeschaffenheit: Mischgas H (wie am Standort Wilhelmshaven)
- Druckstufe: PN 90 (effektiv: max. 89 bar)
- Mindestdruck Klein Offenseth: 70,6 bar
- Stahlqualität: X70
- Innendurchmesser: gemäß DIN 2470 (s. **Tabelle 3**)
- Innenauskleidung der Rohre mit Epoxidharz

¹⁵ Die NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung) steht im Eigentum der W & G – Beteiligungs-GmbH und Co. KG (51 %), der Gasunie (25,13 %) und der Fluxys (23,87 %). Fluxys bietet in Kooperation mit OGE in Achim II (NEL) gegen Entgelt einen neuen Übergangspunkt zwischen den Marktgebieten Gaspool und NCG an [11].

¹⁶ Wahrscheinlich kommt für den Standort Brunsbüttel nur ein landbasiertes Terminal in Betracht. Für die Anbindeleitung ergibt sich kein Unterschied für die Anbindung einer FSRU oder eines landbasierten Terminals.

Die hydraulischen Berechnungen führen zu folgenden Ergebnissen:

- Die 1,5 km lange Verbindungsleitung vom FSRU bis zur GDRM-Station (onshore) kann in DN 600 / PN 90 ausgelegt werden.
Bei einem Fluss von 837.000 m³/h ergibt sich ein Druckverlust von ca. 0,6 bar (s. **Anhang 14**).
- Unter Berücksichtigung stationsinterner Druckverluste (GDRM-Anlage) von max. 3 bar errechnet sich – bei Auslegung der 43 km langen Verbindungsleitung von Brunsbüttel bis Klein Offenseth in DN 700 / PN 90 – bei einer Flussleistung von 837.000 m³/h ein Enddruck von ca. 76 bar (s. **Anhang 15**).
- Die Transportkapazität dieser Leitung (Enddruck: 70,6 bar) liegt bei 1,037 Mio. m³/h (s. **Anhang 16**).

Für das gesamte Leitungssystem ergeben sich **folgende Investitionen**:

Gewerk	Invest in Mio. € bei 837.000 m ³ /h	Investment in Mio. € bei 1.037 · 10 ³ m ³ /h
43 km Leitung (DN 700)	52,0	52,0
1,5 km Leitung (DN 600)	1,7	1,7
GDRM-Anlage	6,5	7,3
Mokveld-Ventil + Armaturen	2,7	3,3
Σ	62,9	64,3

Auch diese Investitionswerte gelten für den Kostenstand 2015 und enthalten weder Sicherheitszulage noch Eskalationen.

Es ist anzumerken, dass die Transportkapazität des ausgebauten DEUDAN-Systems in der Größenordnung der hier angesetzten Regasifizierungsleistungen liegt; wahrscheinlich würde sich für die DEUDAN bzw. das vorgelagerte Gasunie-System ein weiterer Ausbaubedarf ergeben.

Unter Winterlastverhältnissen dürften die o. g. anstehenden Lieferleistungen abfahrbar sein, da die kundenseitigen Entnahmen aus den beiden Systemen (Gasunie-Leitungen und DEUDAN) hinreichend hoch sein werden.

Unter Sommerlastbedingungen ist demgegenüber eine jederzeitige Abfahrbarkeit der LNG-Einlieferleistungen nicht zu erwarten; hier sind systeminterne Ausbaumaßnahmen zu durchzuführen.

Bezüglich der Gasbeschaffenheit ist anzumerken, dass die LNG-Beschaffenheiten mit dem derzeit in Dänemark und Südschweden vermarkteten Gas aus dänischer Produktion kompatibel sein dürften.

In Zukunft jedoch wären Beschaffenheitsprobleme zu erwarten, wenn die dänische Erdgasproduktion weitgehend ausgelaufen ist und daher der südkandinavische Raum mit Mischgas aus LNG (unterschiedlicher Qualität) und russischem Gas versorgt werden müsste.

5. LNG-Anlandung in Stade (Bützfleth)

Als denkbarer weiterer Standort für die Anlandung von LNG kommt Stade-Bützfleth in Betracht.

Auf dem Gelände der Dow Chemical – angrenzend an Hafenanlagen mit Schiffsanlegern – wäre ein geeignetes Gelände verfügbar.

Von hier könnte eine ca. 18 km lange Anbindungsleitung (s. **Bild 8**) an das bestehende Doppelleitungssystem (2 x DN 600 / PN 70) der Gasunie-Deutschland bei Deinste gefunden werden (s. **Bild 6**).

Dieses Gasunie-Leitungssystem dient als Zubringer für die zukünftigen Transporte russischen Gases in Richtung Dänemark / Südschweden via DEUDAN.

Es ist nicht zu erwarten, dass die Kapazitäten dieser Leitungen ausreichen werden, um **jederzeit** die zu erwartenden LNG-Lieferungen ex Stade ($\geq 837.000 \text{ m}^3/\text{h}$) abfahren zu können.

Daher dürften hier Ausbaumaßnahmen (Leitungsbau bis Heidenau¹⁷, ggfs. Verdichterbau) erforderlich werden, um LNG-Lieferungen mit Base-Load-Struktur im Transportnetz (NEL, Gasunie-Netz) unterbringen zu können.

Primär liegt der Anschluss im Marktgebiet Gaspool.

Wie für den Fall eines LNG-Terminals in Brunsbüttel dargestellt, bietet sich durch Überspeisung in die NEL (Fluxys-Kapazitätsanteil) die Möglichkeit, gegen Entgelt eine Überschreitung in das NCG-Marktgebiet bei Achim zu erreichen.

Eine durchgängige Dimensionierung der Verbindungsleitung von Stade-Bützfleth bis Deinste in DN 600 / PN 90 würde bei einer Flussleistung von $837.000 \text{ m}^3/\text{h}$ zu einem Enddruck von 76,9 bar führen (s. **Anhang 17**).

Die Transportkapazität dieser Leitung errechnet sich zu ca. $1080 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$.

Die Gesamtinvestitionen für das gesamte Leitungssystem liegen bei ca. 30 bis 32 Mio. €:

¹⁷ Eine Verlängerung der Leitung von Deinste bis Heidenau (ca. 40 km DN 600) würde eine Investition in der Größenordnung von 40 Mio. € auslösen.

Gewerk	Invest in Mio. € bei 837.000 m³/h	Investment in Mio. € bei 1080 · 10³ m³/h
18 km Leitung (DN 600)	19,5	19,5
1,5 km Leitung (DN 600)	1,7	1,7
GDRM-Anlage	6,5	7,5
Mokveld-Ventil + Armaturen	2,7	3,5
Σ	30,4	32,2

Hinsichtlich der Gasbeschaffenheit ist kurzfristig mit einer Kompatibilität zum hochkalorigen Gas dänischer Provenienz zu rechnen.

Langfristig – bei zunehmend rückläufiger dänischer Eigenproduktion – dürften erhebliche Brennwert -und Wobbe-Index – Unterschiede zum russischen Erdgas auftreten; dann dürfte die Installation einer Stickstoff-Zumisanlage zur Konditionierung des LNG erforderlich werden.

6. LNG-Anlandung in Emden bzw. Bremerhaven (Luneplate)

Als denkbare, aber eher unwahrscheinliche Standorte für LNG-Terminals kommen die Lokationen Emden und Bremerhaven (Luneplate) in Betracht.

Im Hinblick auf die Leitungsanbindung wäre der **Standort Emden optimal**:

Hier tangieren mehrere Haupttransportleitungen den potenziellen Terminalstandort auf der Landzunge Krummhörn:

- die OGE-Nordleitung Rysum – Werne (DN 1000 / DN 1100 / PN 80),
- die Gasunie-Thyssengas-Gemeinschaftsleitung Rysum – Emsbüren (DN 750 / PN 70),
- zwei Transportleitungen der Gasunie von Krummhörn in die Niederlande durch den Dollart in DN 1050 / PN 70 bzw. DN 1200 / PN 80 – mit Weiterführung in südlicher Richtung mit Anbindungen an das deutsche H-Gas-Netz in Bunde und Aachen.

Die Entfernungen dieser Leitungstrassen liegen weniger als 2 km von einem möglichen Terminalstandort entfernt.

Die Investitionskosten für die Anbindung des Terminals an **eine** dieser Leitungen würde bei jeweils weniger als 10 Mio. € liegen.

Demgegenüber erscheint die **Lage eines potenziellen Terminals in Bremerhaven als eher ungünstig**.

Als einziger Standort eines landbasierten Terminals käme das Gelände des in 2016 stillgelegten Flugplatzes Bremerhaven in Betracht (s. **Bild 9**).

Dieser Standort wird im Norden durch Industriegebäude und Forschungseinrichtungen begrenzt, im Osten durch den Fischereihafen und im Süden durch das Natur- und Vogelschutzgebiet „Große Luneplate“.

Der potenzielle LNG-Terminalstandort (landbasiert) könnte durch eine etwa 70 km lange Leitung (DN 700 / PN 70) an das im Süden in West-Ost-Richtung verlaufende NETRA- und Gasunie-Transportsystem angebunden werden.

Als geeigneter Einbindepunkt käme die Lokation Ganderkesee in Betracht.

Für diese Leitung wären Investitionen von ca. 85 Mio. € zu veranschlagen; hinzu kämen Kosten für terminalinterne Anlagen (Leitung, GDRM-Anlage) sowie ein Mokveld-Ventil in Höhe von insgesamt 11. Mio. €.

Das **Gesamtinvestment für die Leitungsanbindung** dürfte demnach bei ca. **97 Mio. €** liegen.

7. Standortvergleich

Die vorliegenden Untersuchungen bezüglich der potenziellen Anbindungen der Terminals an das Transportnetz zeigen, dass nahezu **alle hier behandelten Gesichtspunkte für den Standort Wilhelmshaven** sprechen würden – falls ein LNG-Projekt an der deutschen Nordseeküste realisiert werden sollte.

Als **Pros für Wilhelmshaven** sind zu nennen:

- Kurze Anbindungsleitung an das Ferntransportnetz, verbunden mit relativ niedrigen Investitionen: die Investitionen für die Anbindung machen für den Standort Wilhelmshaven nur etwa 2/3 der Investitionen im Vergleich zu Brunsbüttel aus.
Im Vergleich mit Stade sind die Investitionen auf den ersten Blick etwas höher, da die Anbindungsleitung Stade-Gasunie-System (18 km) kürzer ist.
Die zu erwartende Verlängerung der Leitung bis Heidenau lässt jedoch auch hier den Standort Wilhelmshaven als günstiger erscheinen.
- Der Terminal Wilhelmshaven hätte direkten Zugang zu **beiden** deutschen Marktgebieten; Brunsbüttel und Stade wären primär dem Marktgebiet Gaspool zuzurechnen.
Gegen zusätzliches Entgelt für Marktgebietsübergänge (via NEL / Achim) wäre auch NCG erreichbar.
- Anders als für den Standort Wilhelmshaven sind bei den Standorten Brunsbüttel und Stade langfristig Gasbeschaffungsprobleme zu erwarten.
- Die Transportkapazität der übergeordneten Ferntransportsysteme (NETRA und Etzel-Woltzeten für Wilhelmshaven, DEUDAN und Gasunie-Leitungen für Brunsbüttel und Stade) sind für den Terminal Wilhelmshaven deutlich höher.
- Die direkte Anbindung des Speichers Etzel an den Terminal Wilhelmshaven erleichtert die Vermarktung des hier angelieferten Gases.

8. Tabellen / Bilder

Tabelle 1: LNG-Schiffe der Fa. Höegh, Oslo

Tabelle 2: Umrechnung von SCF in Nm³

Bild 1: Satellitenbild (Google) des NWO-Geländes in Wilhelmshaven

Bild 2a: Erster Abschnitt der geplanten Leitung ab Wilhelmshaven [5]

Bild 2b: Zweiter Abschnitt der geplanten Leitung bis Etzel [5]

Tabelle 3: Innendurchmesser von Pipelines in Abhängigkeit vom Nenndurchmesser

Tabelle 4: DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Stand 2013 / Brenntechnische Kenndaten)

Bild 4: Anlandeterminal mit GDRM-Anlage und Verdichterstation bei eingeschränktem Ausgangsdruck ex FSRU (PN 90)

Bild 5: Lage des DFTG-Areals in Wilhelmshaven

Bild 6: Ausschnitt aus Wandkarte „Gasversorgung Deutschland“

Bild 7: Abschätzung einer Trassenlänge zwischen Brunsbüttel Ports und Klein-Offenseth

Bild 8: Trassenverlauf einer Verbindungsleitung Stade-Bützelfleth – Deinste (Gasunie-Doppelleitung)

Bild 9: Lage des potenziellen Terminalstandorts Bremerhaven-Lüneplate (Flughafen)

Tabelle 1: LNG-Schiffe der Fa. Höegh, Oslo [1]¹⁸

lfd. Nummer	Schiff	Typ	Baujahr	Cargo [m ³ LNG]	Regas cap. ¹⁹ [Nm ³ /h]	Antrieb	Geschw. max. [kn]	Länge ü. a. [m]
1	Höegh Grace	FSRU	2015	170.032	558.149	DFDE	18	294
2	Höegh Gallant	FSRU	2014	170.071	558.149	DFDE	18	294
3	Independence	FSRU	2014	170.032	428.659	DFDE	18	294
4	PGN FSRN Lampung	FSRU	2014	170.132	401.868	DFDE	10	302,66
5	GdF Suez Cape Ann	FSRU	2009	145.130	837.224	DFDE	19,5	283
6	Neptune	FSRU	2009	145.130	837.224	DFDE	19,5	283
7	FSRU #7	FSRU	2017	170.032	837.224	DFDE	18	294
8	FSRU #8	FSRU	2018	170.032	837.224	DFDE	18	294
9	FSRU #9	FSRU	2018	170.000	837.224	DFDE	18	294
10	FSRU #10	FSRU	2019	170.000	837.224	DFDE	18	297,5
11	Arctic Princess	LNGC	2006	147.980	N/A	Steam Turbine	19,5	288
12	Arctic Lady	LNGC	2006	147.980	N/A	Steam Turbine	19,5	288

¹⁸ [1] www.hoeghlng.com/pages/fleet.aspx.

¹⁹ Angaben von Höegh in MMSCFD: Umrechnung: 37,326 SCF \cong 1 Nm³.

Tabelle 2: Umrechnung von SCF in Nm³

1. Geometrie

$$1 \text{ ft} \cong 0,3048 \text{ m}$$

$$(1 \text{ ft})^3 \cong 0,028316846 \text{ m}^3$$

2. Definitionen (Gasfach)

a) Nm³ (Norm-m³): Druck: 1,01325 bar (abs.)
 Temperatur: 0°C \cong 273,15 K

b) SCF (am. Standard): Druck: 14,696 psi (abs.)
 Temperatur: 60°F

3. Vergleich der p-T-Bedingungen

a) Druck: 1,01325 bar \cong 14,696 psi
 \Rightarrow Übereinstimmung der Druckbedingungen für Norm-m³ und Standard-Kubik-Fuß

b) Temperaturen: NM³: bei 0°C definiert \cong 273,15 K
 SCF: bei 60°F definiert \cong 15,556°C \approx 288,56 K

4. Umrechnung SCF in Nm³

$$1 \text{ SCF} \cong 0,028316846 \cdot \frac{273,15}{288,56} \text{ Nm}^3 \cong 0,026791176 \text{ Nm}^3$$

$$1 \text{ Nm}^3 \cong 37,32572238 \text{ SCF}$$



Bild 1: NWO-Gelände in Wilhelmshaven (Quelle: Google Maps)

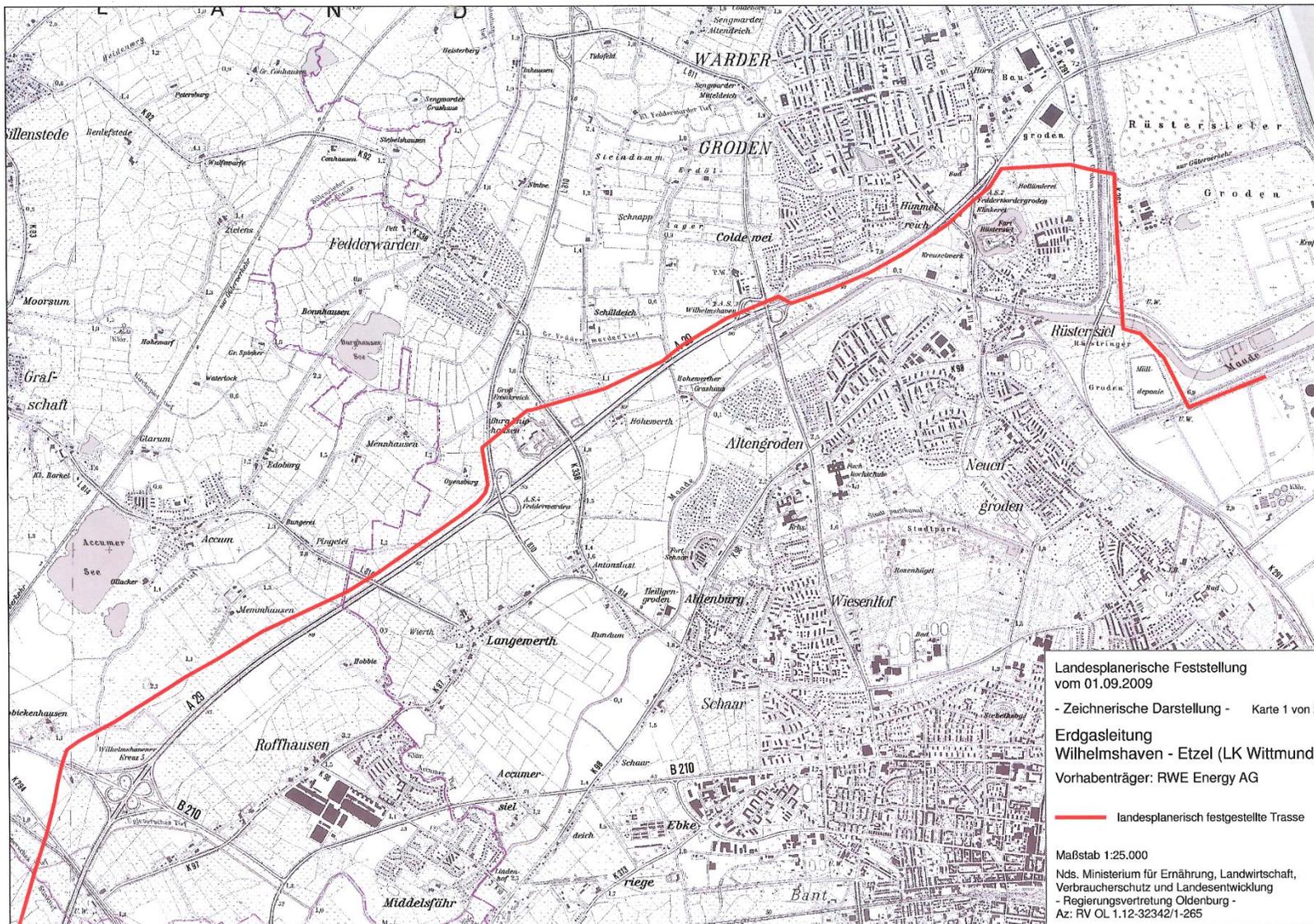


Bild 2a: Erster Abschnitt der geplanten Leitung ab Wilhelmshaven [5]

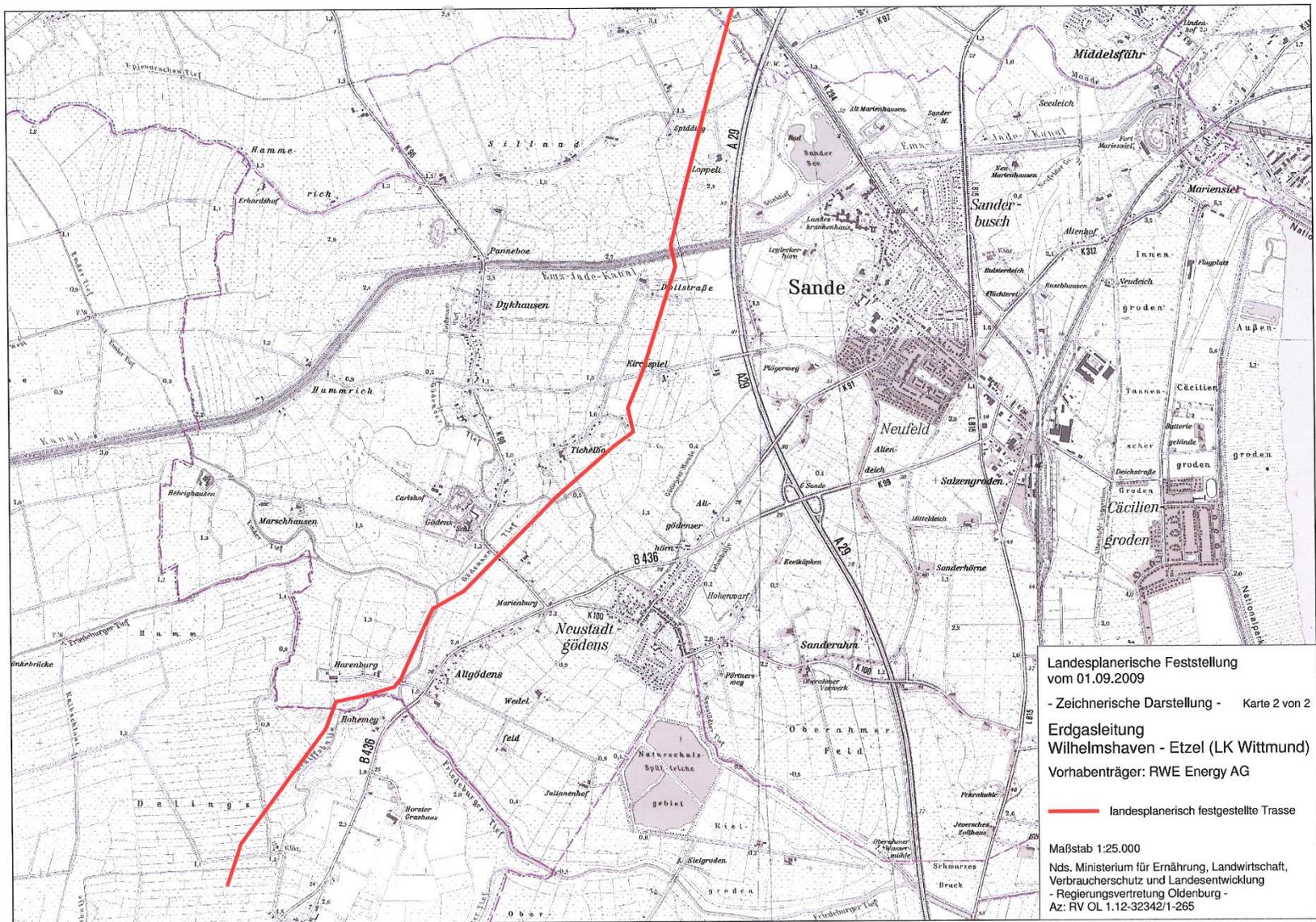


Bild 2b: Zweiter Abschnitt der geplanten Leitung bis Etzel [5]

Schemaplan: Erdgasleitung Wilhelmshaven (NWO) – Etzel

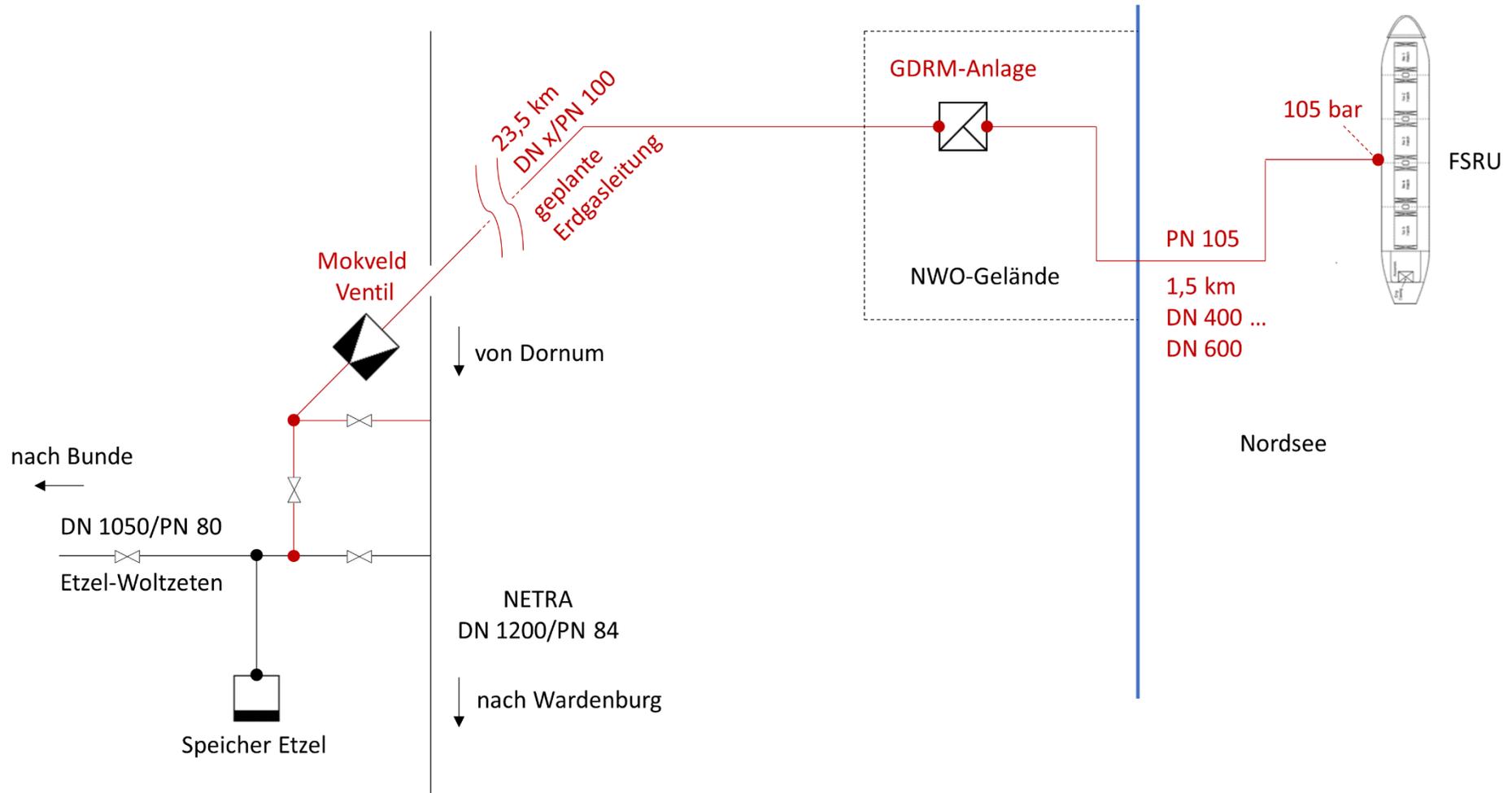


Bild 3: Einbindung der geplanten Leitung Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in die NETRA und die Leitung Etzel – Woltzeten

Tabelle 3: Innendurchmesser von Pipelines in Abhängigkeit vom Nenndurchmesser²⁰

Nenndurchmesser DN	Außendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]	Innendurchmesser [mm]
400	406,4	7,2	392
500	508,0	8,9	490,2
600	610,0	10,7	588,6
700	711,2	12,4	686,4
800	812,8	14,1	784,6
900	914,4	15,8	882,8

²⁰ Material: Stahl X70; Druckstufe: PN 100; Norm: DIN 2470.

Tabelle 4: DVGW Arbeitsblatt G 260 (Stand 2013)

Tabelle 2 – Brenntechnische Kenndaten und Anschlussdrücke 2. Gasfamilie

Bezeichnung	Kurzzeichen	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
Wobbe-Index Nennwert	$W_{S,n}$	MJ/m ³ kWh/m ³	44,6 12,4	54,0 15,0
Zulässige Bandbreite im örtlichen Verteilernetz ^a		MJ/m ³ kWh/m ³	+ 2,2/-5,0 + 0,6/-1,4	+2,5/-5,0 + 0,7/-1,4
Brennwert	$H_{S,n}$	MJ/m ³ kWh/m ³	30,2 bis 47,2 8,4 bis 13,1	
Relative Dichte	d_n		0,55 bis 0,75	
Anschlussdruck	p_{an}			
Gesamtbereich		mbar	18 bis 25	
Nennwert		mbar	20	

^a Es sind hiervon Abweichungen möglich. Regional (Raum Ost-Hannover) können Gase aus innerdeutscher Produktion bis zu einem Wobbe-Index von $W_{S,n} = 10,0$ kWh/m³ spezifikationsgerecht in der Gruppe L genutzt werden. Weitere Erläuterungen hierzu in 4.2.1 und 5.

Schemaplan: Anlandeterminal mit nachgeschalteter Verdichterstation (Drücke bei Volllast)

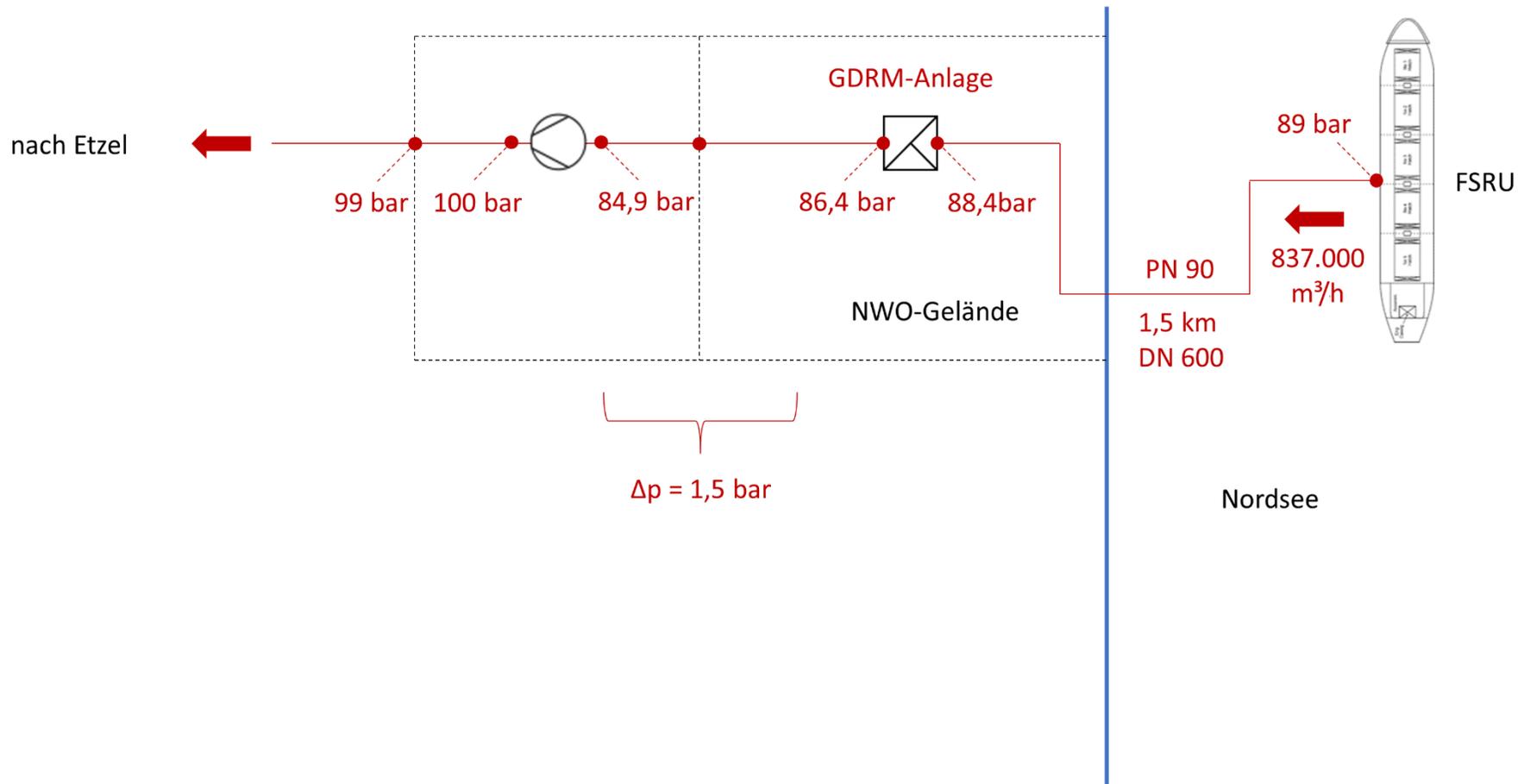


Bild 4: Anlandeterminal mit GDRM-Anlage und Verdichterstation bei eingeschränktem Ausgangsdruck ex FSRU (PN 90)



Bild 5: Lage des DFTG-Areals in Wilhelmshaven

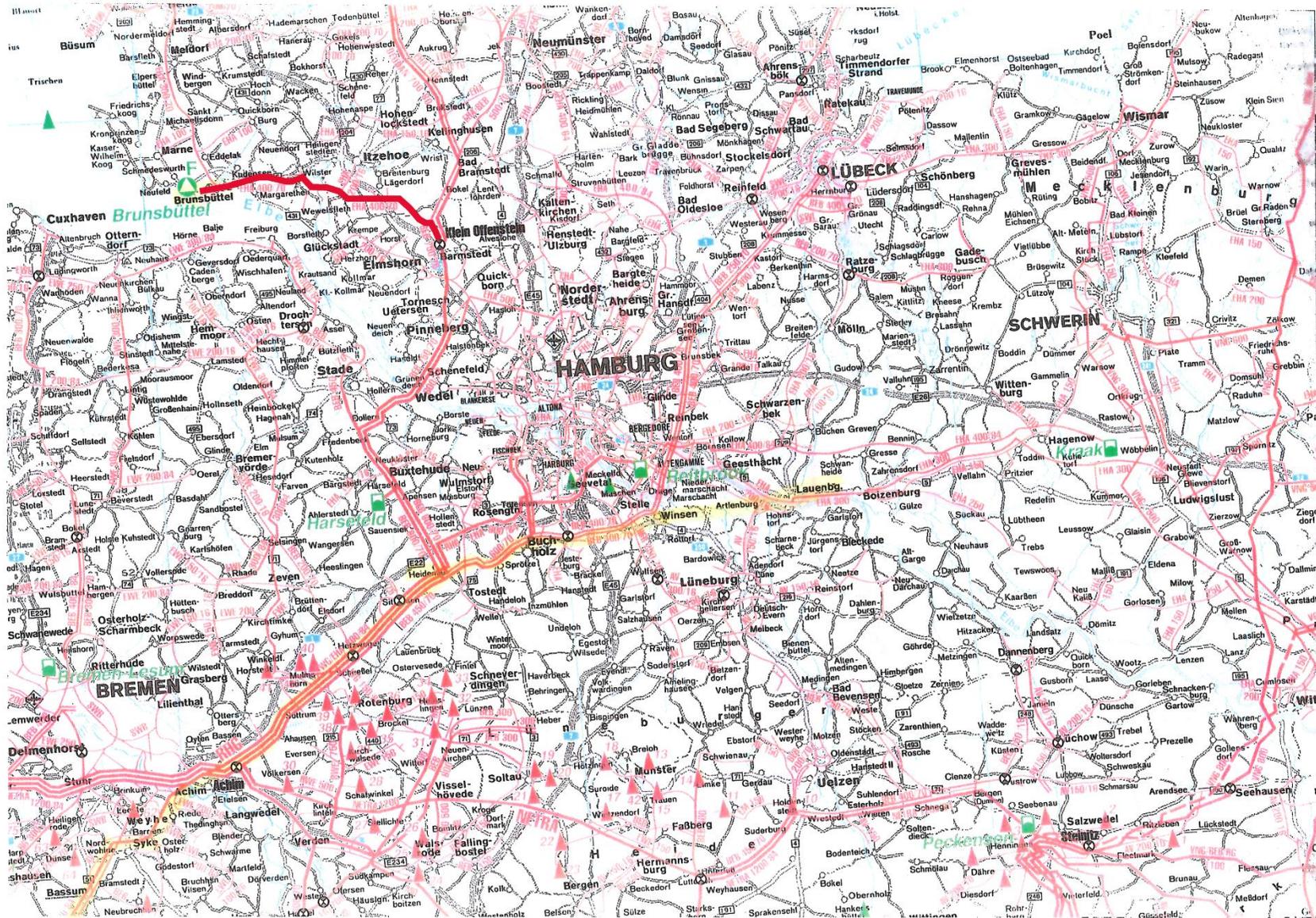


Bild 6: Ausschnitt aus Wandkarte „Gasversorgungsnetz in Deutschland“



Bild 7: Abschätzung einer Trassenlänge zwischen Brunsbüttel Ports und Klein Offenseth (Rosenstr. 71A)

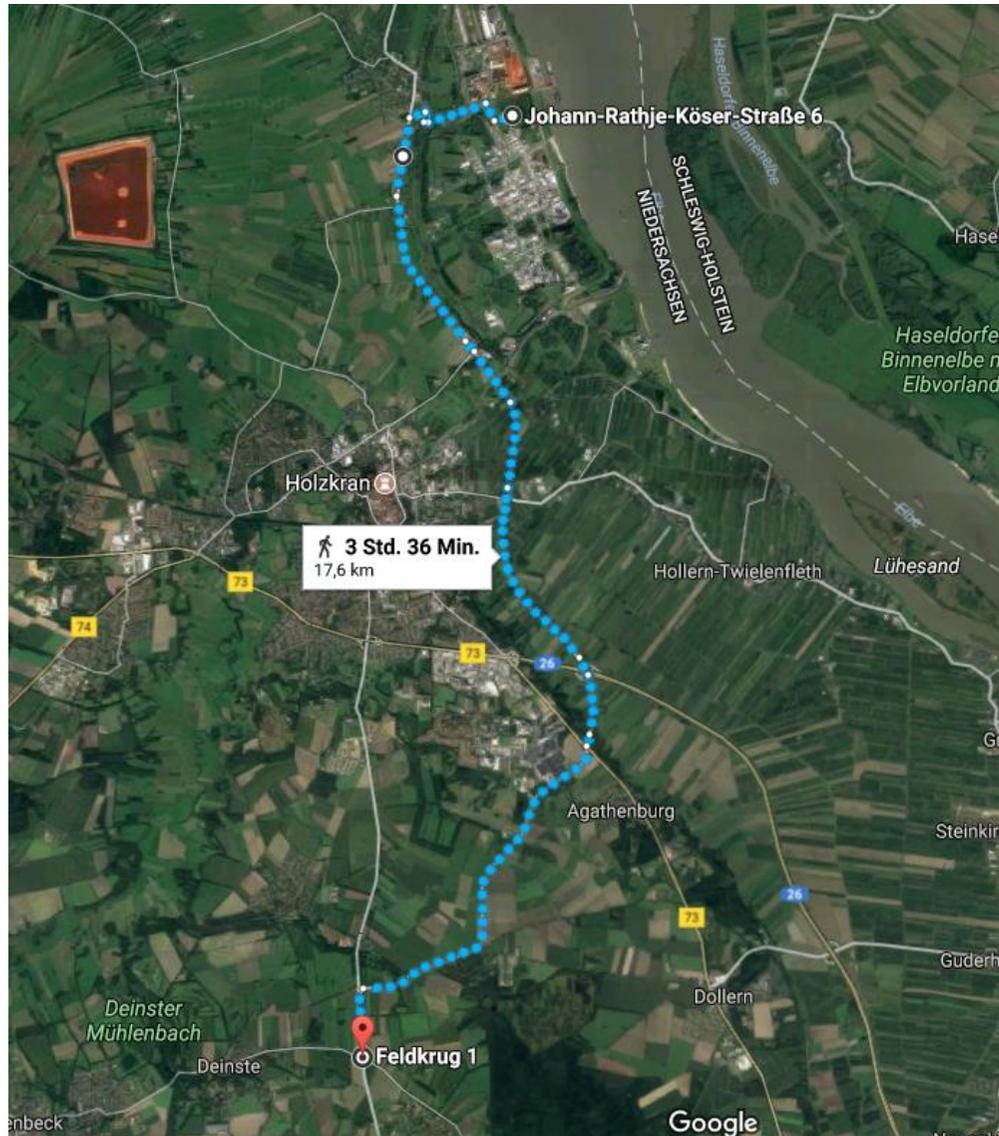


Bild 8: Trassenverlauf einer Verbindungsleitung Stade-Bützelfleth – Deinste (Gasunie-Doppelleitung)

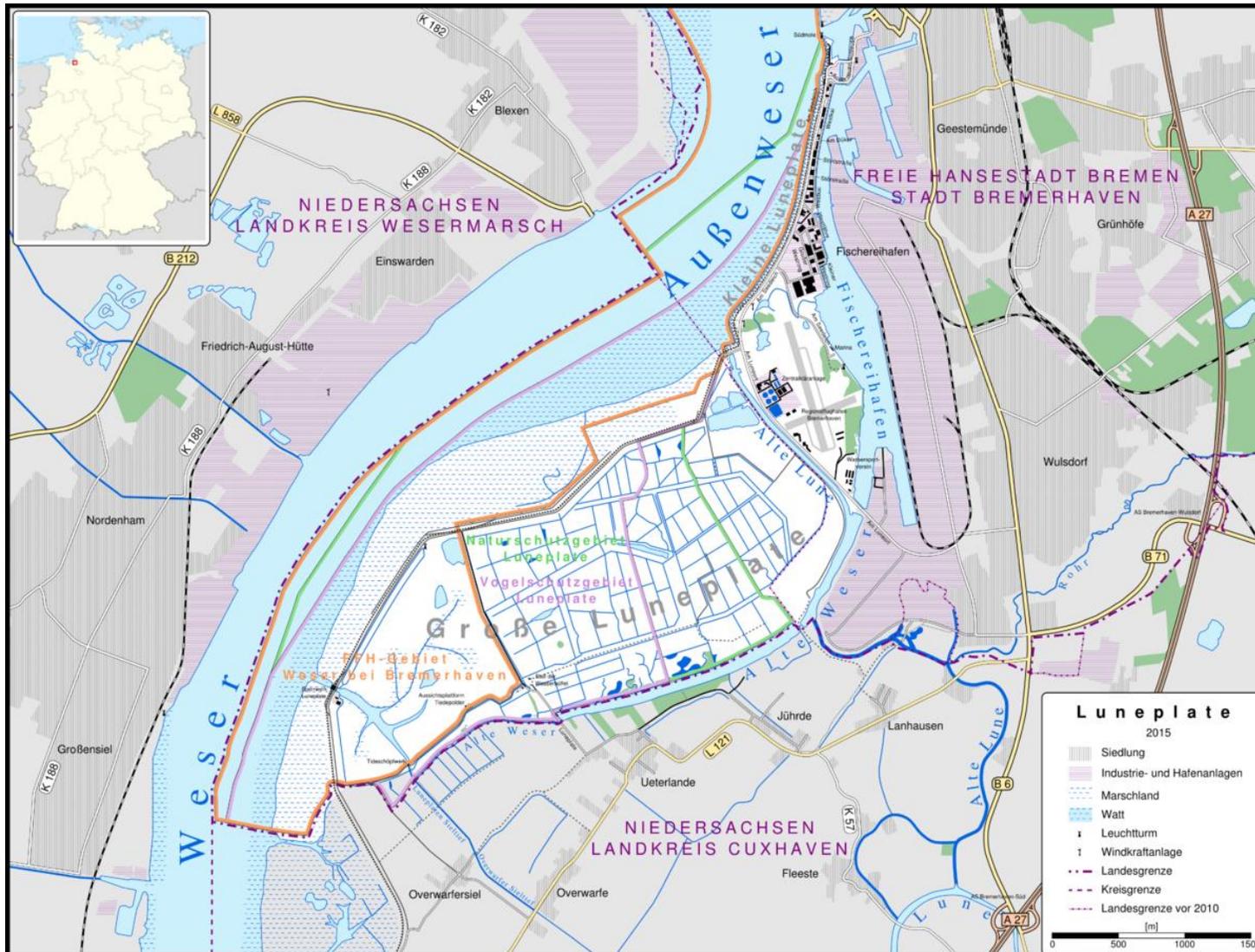


Bild 9: Lage des potenziellen Terminalstandorts Bremerhaven-Luneplate (Flughafen)

Quelle: Wikipedia, Autor: Don-kun

9. Literatur

- [1] <http://www.hoeghIng.com/pages/fleet.aspx>
- [2] Wärtsilä to provide solutions and maintenance for Höegh FSRU and LNG vessels
<http://www.wartsila.com/media/news/04-04-2017-wartsila-to-provide-solutions-and-maintenance-for-hoegh-fsru-and-Ing-vessels>
- [3] Prospekt: Wärtsilä Engines
Wärtsilä 50DF Engine Technology
<http://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/engines/df-engine/wartsila-o-e-w-50df-tr.pdf?sfvrsn=6>
- [4] IGU World LNG Report 2016
- [5] H.-G. Fasold
Langfristige Gasbeschaffung für Europa – Pipelineprojekte und LNG-Ketten,
Gasspeicherbedarf
gwf-Praxisseminar Gastechnik / Gasversorgung, Essen, 20.06.2017
- [6] Raumordnungsverfahren
Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung;
Regierungsvertretung Oldenburg;
Landesplanerische Feststellung –
Raumordnungsverfahren mit integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung für die Erdgasleitung Wilhelmshaven – Etzel;
Vorhabensträger: RWE Energy AG
Oldenburg, 01.09.2009;
(Az. RV OL 1.12 – 32342/1-265)
- [7] Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016 der Fernnetzbetreiber;
Berlin, 01.04.2016
- [8] Wandkarte „Gasversorgungsnetze in Deutschland“
VGE Verlag Essen, 2006

- [9] Genehmigungsprozess für Verdichterstation Quarnstedt offiziell gestartet
12.12.2011
<https://www.erdgas-fuer-morgen.de/hoofdmenu/nachrichten/genehmigungsprozess-fuer-verdichterstation-quarnstedt-offiziell-g>
- [10] Ellund natural gas pipeline expansion decision expected in 2012
24. Sept. 2012
<https://www.icis.com/resources/news/2012/09/24/9598155/ellund-natural-gas-pipeline-expansion-decision-expected-in-2012/>
- [11] Energate Messenger (23.02.2017)
Neuer Marktgebietsübergang
Fluxys startet Buchungen für Achim II
<http://www.energate-messenger.de/news/172104/fluxys-startet-buchungen-fuer-achim-ii>

10. Anhänge

- Anhang 1: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 400 / PN 100
- Anhang 2: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 500 / PN 100
- Anhang 3: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 600 / PN 100
- Anhang 4: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 700 / PN 100
- Anhang 5: 1,5 km DN 400; Fluss: 400.000 m³/h (PN 105)
- Anhang 6: 1,5 km DN 500; Fluss: 715.000 m³/h (PN 105)
- Anhang 7: 1,5 km DN 600; Fluss: 1.150 · 10³ m³/h (PN 105)
- Anhang 8: 1,5 km DN 600 bei PN 90 mit 837.000 m³/h
- Anhang 9: Berechnung der Verdichterleistung ausgangs des Anlandeterminals Wilhelmshaven (PN 90 ⇒ PN 100)
- Anhang 10: Leitungsdimensionierung Wilhelmshaven (NWO) – Etzel bei auf PN 90 abgesenktem Druck ex FSRU: **DN 700**
- Anhang 11: Transportkapazität zwischen dem DFTG-Terminal (Wilhelmshaven) und dem Speicher Etzel (28,5 km DN 600 / PN 100)
- Anhang 12: 1,5 km DN 700 bei PN 90 mit 837.000 m³/h
- Anhang 13: Leitungsdimensionierung Wilhelmshaven (DFTG) – Etzel bei auf PN 90 abgesenktem Druck ex FSRU: **DN 700**
- Anhang 14: Brunsbüttel: 1,5 km DN 600 / PN 90
- Anhang 15: Brunsbüttel: 43 km DN 700 / PN 90 (837.000 m³/h)
- Anhang 16: Brunsbüttel: 43 km DN 700 / PN 90 (Kapazitätsberechnung: 1037 · 10³ m³/h)
- Anhang 17: Stade – Bützfleth – Deinste: 18 km DN 600 / PN 90 (837.000 m³/h)
- Anhang 18: Stade – Bützfleth – Deinste: 18 km DN 600 / PN 90 (Kapazität: 1080 · 10³ m³/h)
- Anhang 19: Bremerhaven Luneplate – Ganderkesee: 70 km DN 700 / PN 100 (Kapazität: mehr als 837.000 m³/h)

DN 400

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 392,0
Länge der Rohrleitung	in [km]: 23,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 400,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,73
Reynoldszahl	in [-]: 21691720,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,009
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8079
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,7559
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 9,8948
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,2075E-7

Anhang 1: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 400 / PN 100

DN 500

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 490,2
Länge der Rohrleitung	in [km]: 23,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 715,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,66
Reynoldszahl	in [-]: 31010420,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0086
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,808
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,7542
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 11,3208
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,6517E-8

Anhang 2: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 500 / PN 100

DN 600

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 23,5
Rauigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 1150,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,62
Reynoldszahl	in [-]: 41413580,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8068
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,7957
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 12,6168
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,2524E-8

Anhang 3: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 600 / PN 100

DN 700

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 686,4
Länge der Rohrleitung	in [km]: 23,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 1715,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,5
Reynoldszahl	in [-]: 53135800,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0081
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8081
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,7502
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 13,8784
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1142E-8

Anhang 4: Wilhelmshaven (NWO) – Etzel in DN 700 / PN 100

DN 400 mit 400 Tsd. m³/h

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 392,0
Länge der Rohrleitung	in [km]: 1,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 104,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 400,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 103,01
Reynoldszahl	in [-]: 20556240,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,009
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,7889
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 14,5157
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 7,5931
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1296E-8

Anhang 5: 1,5 km DN 400; Fluss: 400.000 m³/h (PN 105)

DN 500 mit 715 Tsd. m³/h

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 490,2
Länge der Rohrleitung	in [km]: 1,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 104,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 715,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 103,0
Reynoldszahl	in [-]: 29383430,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0087
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,7889
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 14,5157
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 8,6797
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,4069E-9

Anhang 6: 1,5 km DN 500; Fluss: 715.000 m³/h (PN 105)

DN 600 mit 1150 Tsd. m³/h

Berechnungsdatum: 26.04.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 1,5
Rauigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 104,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 1150,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 103,0
Reynoldszahl	in [-]: 39359560,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,7889
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 14,5156
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 9,6832
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1578E-9

Anhang 7: 1,5 km DN 600; Fluss: 1.150 · 10³ m³/h (PN 105)

1,5 km DN 600 bei PN 90 mit 837.000 m³/h

Berechnungsdatum: 23.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit		: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]	: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]	: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]	: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]	: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]	: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]	: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]	: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]	: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]	: 1,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]	: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]	: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]	: 89,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]	: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]	: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]	: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]	: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]	: 88,36
Reynoldszahl	in [-]	: 30404900,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]	: 0,0085
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]	: 0,8103
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]	: 13,6764
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	w _{max} in [m/s]	: 8,4245
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]	: ,1636E-9

Anhang 8: 1,5 km DN 600 bei PN 90 mit 837.000 m³/h

Verdichterberechnung Wilhelmshaven (NWO) bei PN 90 ex FSRU

Input-Daten

Normvolumenstrom	Q_0	[$10^3 \text{ m}^3/\text{h}$]	837
Isentroper Wirkungsgrad	η_s	[-]	0,8
Mechanischer Wirkungsgrad	η_m	[-]	0,97
Gastemperatur auf der Saugseite	t_1	[$^{\circ}\text{C}$]	20
Druck (Stationsgrenze) auf der Saugseite	P_1	[$\text{bar}_\text{ü}$]	86,4
Druck (Stationsgrenze) auf der Druckseite	P_2	[$\text{bar}_\text{ü}$]	99
Druckverlust auf der Saugseite der Station	Δp_v	[bar]	1,5
Druckverlust auf der Druckseite der Station	Δp_h	[bar]	1,0

Ergebnisse

Gastemperatur Saugseite in Kelvin	T_1	[K]	293,15
Gastemperatur Druckseite in $^{\circ}\text{C}$	t_2	[$^{\circ}\text{C}$]	35,48
Gastemperatur Druckseite in Kelvin	T_2	[K]	308,63
Realgasfaktor (Saugseite)	Z_1	[-]	0,8137
Realgasfaktor (Druckseite)	Z_2	[-]	0,8228
Isentropenexponent (Saugseite)	κ_1	[-]	1,424
Isentropenexponent (Druckseite)	κ_2	[-]	1,479
Gemittelter Isentropenexponent	$\bar{\kappa}$	[-]	1,452
Verdichtungsverhältnis	π	[-]	1,176
Exponent zum Verdichtungsverhältnis (Alpha-Wert)	α	[-]	0,311
Benötigte Leistung der Verdichtermaschine	P_K	[MW]	4,4

Anhang 9: Berechnung der Verdichterleistung ausgangs des Anlandeterminals
 Wilhelmshaven (PN 90 \Rightarrow PN 100)

23,5 km DN 700 von Wilhelmshaven (NWO) nach Etzel

Berechnungsdatum: 23.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 686,7
Länge der Rohrleitung	in [km]: 23,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 86,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 81,09
Reynoldszahl	in [-]: 26573850,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8188
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,4126
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 6,8079
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1184E-8

Anhang 10: Leitungsdimensionierung Wilhelmshaven (NWO) – Etzel bei auf PN 90
abgesenktem Druck ex FSRU: **DN 700**

ab DFTG in DN 600

Berechnungsdatum: 19.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 28,5
Rauigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 1040,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,69
Reynoldszahl	in [-]: 37590150,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8083
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,7451
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 11,4216
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,3076E-8

Anhang 11: Transportkapazität zwischen dem DFTG-Terminal (Wilhelmshaven) und dem Speicher Etzel (28,5 km DN 600 / PN 100)

1,5 km DN 700 / PN 90 (FSRU -GDRM-Anlage)

Berechnungsdatum: 23.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	:	Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]:	0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]:	0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]:	0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]:	18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]:	686,4
Länge der Rohrleitung	in [km]:	1,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]:	0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]:	1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]:	89,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]:	20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]:	837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]:	0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]:	0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]:	88,71
Reynoldszahl	in [-]:	26055280,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]:	0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]:	0,81
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]:	13,6855
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]:	6,1688
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]:	,7501E-10

Anhang 12: 1,5 km DN 700 bei PN 90 mit 837.000 m³/h

28,5 km DN 700 / PN 90 (DFTG-Terminal - Speicher Etzel)

Berechnungsdatum: 23.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 686,4
Länge der Rohrleitung	in [km]: 28,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 86,7
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 80,75
Reynoldszahl	in [-]: 26566500,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8185
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,4222
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 6,8397
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1439E-8

Anhang 13: Leitungsdimensionierung Wilhelmshaven (DFTG) – Etzel bei auf PN 90
abgesenktem Druck ex FSRU: **DN 700**

Brunsbüttel: 1,5 km DN 600 / PN 90

Berechnungsdatum: 26.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 1,5
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 89,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 88,36
Reynoldszahl	in [-]: 30404900,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0085
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8103
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,6764
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 8,4245
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1636E-9

Anhang 14: Brunsbüttel: 1,5 km DN 600 / PN 90

Brunsbüttel: 43 km DN 700 /PN 90

Berechnungsdatum: 26.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 686,4
Länge der Rohrleitung	in [km]: 43,0
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 85,4
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 76,04
Reynoldszahl	in [-]: 26859540,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8236
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,2757
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 7,3032
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,2183E-8

Anhang 15: Brunsbüttel: 43 km DN 700 / PN 90 (837.000 m³/h)

Brunsbüttel: 43 km DN 700 / PN 90 (Kapazität)

Berechnungsdatum: 26.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	:	Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]:	0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]:	0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]:	0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]:	18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]:	14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]:	686,4
Länge der Rohrleitung	in [km]:	43,0
Rauigkeit der Rohrleitung	in [mm]:	0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]:	1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]:	85,4
Temperatur des Gasstromes	in [°C]:	20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]:	1037,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]:	0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]:	0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]:	70,6
Reynoldszahl	in [-]:	33594030,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]:	0,0083
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]:	0,8283
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]:	13,1507
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]:	9,7907
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]:	,2174E-8

Anhang 16: Brunsbüttel: 43 km DN 700 / PN 90 (Kapazitätsberechnung: 1037 · 10³ m³/h)

Stade- Deinste: 18 km DN 600 / PN 90

Berechnungsdatum: 26.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 18,0
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 85,4
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 76,91
Reynoldszahl	in [-]: 31274250,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8229
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,2962
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 9,8124
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1991E-8

Anhang 17: Stade – Bützfleth – Deinste: 18 km DN 600 / PN 90 (837.000 m³/h)

Stade-Deinste: 18 km DN 600 / PN 90 (Kapazität)

Berechnungsdatum: 26.06.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: Mischgas H 12/96
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,8268
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,6394
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9968
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 18,4982
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,5711
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 10,4612
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,4702

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 588,6
Länge der Rohrleitung	in [km]: 18,0
Rauhigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 85,4
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 1080,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 70,77
Reynoldszahl	in [-]: 40746750,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,8276
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,168
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 13,824
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,1985E-8

Anhang 18: Stade – Bützfleth – Deinste: 18 km DN 600 / PN 90 (Kapazität: 1080 · 10³ m³/h)

Bremerhaven - Ganderkesee

Berechnungsdatum: 04.09.17

Gasspezifische Kennwerte

Gasbeschaffenheit	: GUS 1996
Normdichte des Gasgemisches	in [kg/m ³]: 0,7301
Dichteverhältnis des Gasgemisches	in [-]: 0,5646
Realgasfaktor des Gasgemisches i. N.	in [-]: 0,9975
Molmasse des Gasgemisches	in [kg/kmol]: 16,3258
Brennwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 11,0301
Heizwert des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 9,943
Wobbeindex des Gasgemisches	in [kWh/m ³]: 14,6788

Berechnungsparameter

Innendurchmesser der Rohrleitung	in [mm]: 687,0
Länge der Rohrleitung	in [km]: 70,0
Rauigkeit der Rohrleitung	in [mm]: 0,006
Atmosphärischer Druck	in [bar]: 1013,0
Anfangsdruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 99,0
Temperatur des Gasstromes	in [°C]: 20,0
Durchflußmenge im Normzustand	in 1000 [m ³ /h]: 837,0
Geodätische Höhe am Leitungsanfang	in [m]: 0,0
Geodätische Höhe am Leitungsende	in [m]: 0,0

Berechnungsergebnisse

Enddruck der Leitung (Überdruck)	in [bar]: 87,01
Reynoldszahl	in [-]: 23007010,0
Berechnung der Rohrreibungszahl nach COLEBROOK	in [-]: 0,0084
Mittlere Kompressibilitätszahl nach BWR	in [-]: 0,842
Mittlere dynamische Viskosität nach Lee	in 10 ⁶ [Pa s]: 13,6739
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	wmax in [m/s]: 6,5241
c-Wert der Rohrleitung	c in [bar ² /(m ³ /h) ²]: ,3218E-8

Anhang 19: Bremerhaven Luneplate – Ganderkesee: 70 km DN 700 / PN 100
(Kapazität: mehr als 837.000 m³/h)