



Industrie Service

**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

Sicherheitsstudie

zur

Süddeutschen Erdgasleitung SEL DN 1200 / 1000, DP 100

der terranets bw GmbH

Planfeststellungsabschnitt II von der Landesgrenze Hessen / Baden-
Württemberg (Vogelstang) bis Siegelsbach

Gashochdruckleitung: Süddeutsche Erdgasleitung – SEL -
DN 1200 / 1000, DP 100
Station Lampertheim bis Station Amerdingen (in Bissingen, Bayern)

Auftraggeber: terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

Auftragsnummer: 23198946

Errichter: terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

Betreiber: terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

Erstellt am: 20.01.2023

Datum: 20.01.2023

Umfang: 34 Seiten

Unsere Zeichen:
IS-AN1-ESS/CE

Das Dokument besteht aus
34 Seiten.

Seite 1 von 34

Die auszugsweise Wiedergabe
des Dokumentes und die
Verwendung zu Werbezwecken
bedürfen der schriftlichen
Genehmigung der

TÜV SÜD Industrie Service
GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuvsud.com/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz, Simon Kellerer

Telefon: +49 201 52329 – 0

Telefax: +49 201 52329-

www.tuvsud.com/de-is



TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Niederlassung Essen
Abteilung Anlagensicherheit
Grugaplatz 2-4
45131 Essen

Deutschland



Inhalt

1	Einführung und Aufgabenstellung	3
1.1	Trassenverlauf.....	4
2	Grundlagen und Unterlagen für die Sicherheitsstudie	5
3	Allgemeine Betrachtungen zur Sicherheit von Erdgastransportleitungen in Deutschland und Europa.....	6
3.1	Erdgastransportleitungen in Deutschland und Europa	7
3.2	Sicherheit von Erdgastransportleitungen.....	7
3.2.1	Schadensstatistiken der EGIG und des DVGW	7
3.2.2	BAM-Forschungsbericht 285.....	11
3.2.3	DVGW-Stellungnahme aus 2011 und Gerichtsurteile	11
3.3	Sicherheitsphilosophien: Deterministik – Probabilistik.....	12
3.3.1	Deterministik	13
3.3.2	Probabilistik.....	14
3.4	Sicherheitsphilosophie in Deutschland.....	14
3.5	Kritische Infrastrukturen.....	15
4	Gesetzliche Grundlagen	16
4.1	Energiewirtschaftsgesetz – EnWG –	16
4.2	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung – UVPG –	18
4.3	Verordnung über Gashochdruckleitungen.....	18
4.4	Technische Regeln.....	19
5	Anwendung der Vorschriften auf die Erdgasfernleitung SEL.....	20
5.1	Genehmigungsverfahren.....	20
5.2	Technische Grundsätze für die Erdgasfernleitung SEL.....	20
5.2.1	Planung, Trassenführung, Schutzstreifen	21
5.2.2	Konstruktion, Rohrmaterial, Berechnung, Prüfung, Sicherheitseinrichtungen, Korrosionsschutz.	24
5.2.3	Bauausführung – Rohrdeckung, Schweißnähte, Dokumentation, Prüfungen, Kennzeichnung	27
5.2.4	Druckprüfung.....	28
5.2.5	Betrieb.....	28
5.2.6	Integrität	29
5.3	Schadensfall-Betrachtung	29
5.4	Systematische Gefahrenbetrachtung	31
5.5	Alarm- und Gefahrenabwehrplanung	32
6	Fazit	32
7	Abkürzungen	34



1 Einführung und Aufgabenstellung

Um eine sichere Energieversorgung auch bei steigender Nachfrage in Baden-Württemberg und speziell in den Regionen Heidelberg, Heilbronn, Esslingen und Heidenheim zu gewährleisten, ist der Ausbau des Gas-transportnetzes der terranets bw notwendig. Deswegen plant terranets bw den Bau einer ca. 254 km langen Gashochdruckleitung DN 1200 / 1000, DP 100 von Lampertheim in Hessen über Heidelberg, Heilbronn, Ludwigsburg, Esslingen, Göppingen, Heidenheim bis nach Bissingen in Bayern. Die Gashochdruckleitung trägt die Bezeichnung Süddeutsche Erdgasleitung SEL. Der Bau der SEL wird in Abschnitten in zwei Nennweiten DN 1000 und DN 1200 umgesetzt, abhängig von der konkreten Bedarfsentwicklung in den nächsten 10 Jahren. Das Projekt ist als Ausbaumaßnahme im Netzentwicklungsplan Gas NEP verankert.

Die SEL wurde ursprünglich geplant als Gemeinschaftsprojekt der Fernleitungsnetzbetreiber E.ON Ruhrgas (heute Open Grid Europe) und WINGAS (heute GASCADE). Durch die Übernahme der Planung der SEL von der OGE (Open Grid Europe) hat terranets bw die Grundlage für einen effizienten und ressourcenschonenden Netzausbau geschaffen.

Für die SEL liegen derzeit für die folgenden Abschnitte gültige Planfeststellungsbeschlüsse vor:

- Abschnitt I, Station Lampertheim bis Landesgrenze Hessen – Baden-Württemberg (Vogelstang), Länge ca. 9 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Darmstadt vom 28.11.2007
- Abschnitt III, von Siegelsbach bis Aichwald, Länge ca. 77 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Stuttgart vom 22.11.2010
- Abschnitt IV, von Aichwald bis zur Station Amerdingen in Bissingen (Bayern), Länge ca. 105 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Stuttgart vom 23.04.2015

Die Raumordnungsverfahren für die SEL wurden bereits vor Erteilung der Planfeststellungsbeschlüsse durchgeführt und abgeschlossen.

Für den etwa 63 km langen Abschnitt II von der Landesgrenze Hessen – Baden-Württemberg (Vogelstang) bis Siegelsbach ist der Planfeststellungsbeschluss durch das Regierungspräsidium Karlsruhe vom 14.08.2006 nicht mehr gültig und muss neu beantragt werden. Die raumordnerische Beurteilung für den Abschnitt II ist unverändert gültig.

Die Realisierung der SEL ist in insgesamt fünf Bauabschnitten SEL1 bis SEL5 im Zeitraum von 2024 bis etwa 2032 vorgesehen. Die folgenden Bauabschnitte sind derzeit geplant:

- SEL 1 Heilbronn – Löchgau, DN 1200, Länge ca. 24 km, Inbetriebnahme 2024
- SEL 2 Löchgau – Esslingen, DN 1000, Länge ca. 44 km, Inbetriebnahme 2025
- SEL 3 Heidelberg – Heilbronn, DN 1000, Länge ca. 61 km, Inbetriebnahme 2026
- SEL 4 Lampertheim – Heidelberg, DN 1000, Länge ca. 24 km, Inbetriebnahme 2032
- SEL 5 Esslingen – Bissingen, DN 1000, Länge ca. 100 km, Inbetriebnahme 2032

Der Planfeststellungsabschnitt II umfasst die Bauabschnitte SEL 4a von Mannheim bis Heidelberg mit einer Länge von ca. 15 km und SEL 3b von Heidelberg bis Siegelsbach mit einer Länge von ca. 47 km. Im Planfeststellungsabschnitt II wird die SEL in Nennweite DN 1000 realisiert.

Die SEL ist seitens der terranets bw im Sinne einer zukunftssicheren und nachhaltigen Investition geplant und soll aus diesem Grund für den Betrieb mit Erdgas und zukünftig auch mit Wasserstoff geeignet sein. In dieser Sicherheitsstudie werden deshalb auch die wasserstoffspezifischen Besonderheiten behandelt.



Industrie Service

Bestandteil der Antragsunterlagen auf Planfeststellung war die Sicherheitsstudie des TÜV SÜD vom Januar 2005. Vor Umsetzung des Projekts soll die Sicherheit der SEL unter Berücksichtigung der aktuellen Vorschriften und Regelwerke neu beurteilt werden. Die terranets bw hat die TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Abteilung Anlagensicherheit, Niederlassung Essen in Essen daher mit der Erstellung einer neuen Sicherheitsstudie zur SEL beauftragt.

Diese Sicherheitsstudie berücksichtigt ausschließlich den etwa 63 km langen Planfeststellungsabschnitt II von der Landesgrenze Hessen – Baden-Württemberg (Vogelstang) bis Siegelsbach.

Inhalt dieser Studie ist ausschließlich die Betrachtung der Sicherheit bestehender Erdgastransportleitungen in Europa sowie der SEL während des Betriebs mit Erdgas und zukünftig ggf. auch mit Wasserstoff. Auswirkungen im Rahmen der Bauphase auf die Schutzgüter im Sinne des § 2 UVPG Mensch, Tiere, Pflanzen, Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft sowie kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter sowie die Wechselwirkung zwischen den zuvor genannten Schutzgütern sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Die Studie wurde von den Sachverständigen des TÜV SÜD, Herrn Dipl.-Ing. Christian Engel und Herrn Dipl.-Ing. Wolfram Sollinger erstellt. Herr Engel und Herr Sollinger sind anerkannte Sachverständige gemäß §11 der Verordnung über Gashochdruckleitungen.

Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH ist akkreditierte Inspektionsstelle für Gashochdruckleitungen (Akkreditierungs-Nummer D-IS-14153-02-05).

1.1 Trassenverlauf

Die Leitungstrasse verläuft im Planfeststellungsabschnitt II beginnend an der Landesgrenze Hessen – Baden-Württemberg bei Vogelstang in südöstlicher Richtung und nach einer Bahnunterquerung bei Heddesheim in südlicher Richtung mit größerem Abstand etwa parallel zur Autobahn A 5. Auf Höhe der Anschlussstelle Dossenheim verschwenkt die Leitungstrasse in Richtung Südwesten und unterquert den Neckar und wenig später die Autobahn A 656. Danach verläuft die Trasse weiter in südlicher Richtung, verschwenkt dann hinter Eppelheim wieder in Richtung Südosten, unterquert die Autobahn A 5 und folgt dann dem Verlauf der Bundesstraßen B 535 und B3 in östlicher Richtung. Die Trasse läuft weiter in südöstlicher Richtung vorbei an Leimen bis nach Meckesheim, wo die Bundesstraße B 45 gekreuzt wird und dann weiter in östlicher Richtung. Südlich von Helmstadt wird die Bundesstraße B 292 unterquert und südlich von Kälbertshausen schwenkt die Trasse Richtung Süden. Nordwestlich von Siegelsbach wird das Ende des Planfeststellungsabschnitts II erreicht.

Im Planfeststellungsabschnitt II wird zusätzlich noch die Alternativ-Variante „Nußloch-Süd“ untersucht. Hier würde die Trassenführung nach Unterquerung der Autobahn A 5 bei Eppelheim zuerst der Bundesstraße B 535 folgen und dann entlang der B 3 nach Süden verlaufen. Südlich des Siedlungsbereichs von Nußloch und südlich des FFH-Gebiets „Steinachtal und Kleiner Odenwald“ (DE-6518-311) im nördlichen Bereich des Steinbruchs „Nußloch“ der HeidelbergCement AG würde die Variante weiter nach Osten führen, um nördlich von Schatthausen wieder auf den Korridor der ehemaligen Planfeststellungstrasse zu treffen.

Die SEL verfügt im Planfeststellungsabschnitt II über insgesamt acht Armaturenstationen zur Absperrung der Leitung. Der Abstand zwischen diesen Absperrstationen beträgt etwa 8,5 km.



2 Grundlagen und Unterlagen für die Sicherheitsstudie

Die vorliegende Sicherheitsstudie basiert auf den folgenden Unterlagen:

- /1/ Planfeststellungsbeschlüsse für Bau und Betrieb der Süddeutschen Erdgasleitung – SEL – der Regierungspräsidien Darmstadt, Karlsruhe und Stuttgart. (Der Planfeststellungsbeschluss für den Abschnitt II im Bereich des Regierungspräsidiums Karlsruhe ist nicht mehr gültig und wird neu beantragt.)
- /2/ 8th EGIG-report 1970-2010 „Gas Pipeline Incidents“
Doc. Number EGIG 11.R.0402 von Dezember 2011
- /3/ Konersmann, R.; Kühl, Ch.; Ludwig, J.: Zu den Risiken des Transports flüssiger und gasförmiger Energieträger in Pipelines. BAM – Bundesanstalt für Materialforschung, Forschungsbericht Nr. 285, Berlin 2009
- /4/ Energiewirtschaftsgesetz – EnWG – vom 07.07.2005, zuletzt geändert am 10.08.2021 (BGBl. I S. 3436)
- /5/ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 18.03.2021 (BGBl. I S. 540)
- /6/ Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtGV) vom 18.05.2011, zuletzt geändert am 13.05.2019 (BGBl. I S. 706)
- /7/ DVGW-Arbeitsblatt G 463, Ausgabe Oktober 2021
Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung
- /8/ DVGW-Arbeitsblatt G 469, Ausgabe Juli 2019
Druckprüfverfahren Gastransport / Gasverteilung
- /9/ DVGW-Arbeitsblatt GW 350, Ausgabe Juni 2015
Schweißverbindungen an Rohrleitungen aus Stahl in der Gas- und Wasserversorgung – Herstellung, Prüfung und Bewertung
- /10/ VdTÜV-Merkblatt Rohrleitungen 1060 – Richtlinien für die Durchführung des Stresstests, Ausgabe 04.2018
- /11/ EN 1594, Ausgabe Dezember 2013
Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen für einen maximalen Betriebsdruck über 16 bar, Funktionale Anforderungen
- /12/ Comparative Assessment of Natural Gas Accident Risks
Peter Burgherr und Stefan Hirschberg, Paul Scherrer Institut, Januar 2005
- /13/ Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2017, Energie / Wasserpraxis 6/7 2019
- /14/ 9th EGIG-report 1970-2013 „Gas Pipeline Incidents“
Doc. Number EGIG 14.R.0403 von Februar 2015
- /15/ DVGW-Stellungnahme – Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung vom 29.11.2011
- /16/ Beurteilung der Gefährdung von eingeerdeten Gashochdruckleitungen durch Erdbeben in deutschen Erdbebengebieten, 3R 5/2012
- /17/ AfR 06: Verfahren zur Ermittlung der Sicherheit von Rohrfernleitungen - Ein Vergleich zwischen deterministischem und probabilistischem Ansatz, September 2012
- /18/ Beschluss des OVG Lüneburg vom 29.06.2011 zum Sicherheitsabstand bei der Verlegung von Gasfernleitungen – 7 MS 72/11 -



- /19/ 3 Beschlüsse des Verwaltungsgerichts Stuttgart vom 29.03.2012 zur Ethylen-Pipeline-Süddeutschland (EPS)
- /20/ Beschluss des Bund-Länder-Ausschusses Gas zur Sicherheit von Gasfernleitungen
- /21/ 10th EGIG-report 1970-2016 „Gas Pipeline Incidents“ Doc. Number VA 17.R.0395 von März 2018
- /22/ Urteil des OVG Münster Az. 11 D 14/14.AK zur Klage der Stadt Leverkusen gegen die Erdgastransportleitung NETG Voigtslach – Paffrath vom 04.09.2017
- /23/ 11th EGIG-report 1970-2019 „Gas Pipeline Incidents“ Doc. Number VA 20.0432 von Dezember 2020

Die in Vor-Ort Terminen sowie per e-mail erhaltenen Informationen und Unterlagen wurden in die Sicherheitsstudie einbezogen.

3 Allgemeine Betrachtungen zur weiteren Entwicklung und zur Sicherheit von Erdgastransportleitungen in Deutschland und Europa

Vor dem Hintergrund der Energiewende aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie, des geplanten Endes der Kohleverstromung zum Jahr 2030 und der Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien kommt der Sektorenkopplung, also der Vernetzung des Stromsektors mit anderen Sektoren wie Gastransportnetz, Wärmenutzung und Mobilität besondere Bedeutung zu. Bei der Sektorenkopplung wiederum spielt die Umwandlung von Strom in Wasserstoff in sogenannten Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyse) eine führende Rolle. Die Umwandlung des Stroms in einen gasförmigen Stoff bietet zahlreiche Vorteile wie sie aus dem Bereich der Erdgasversorgung bereits seit langem bekannt sind. Hier sind insbesondere der sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Transport über Pipelines sowie die gute Speicherfähigkeit im Leitungsnetz aber auch in Untertagespeichern zu nennen. Durch die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff lässt sich der Anteil der nutzbaren erneuerbaren Energien erheblich steigern, da eine Entkopplung von der erzeugten Energiemenge von der aktuell genutzten Energiemenge erfolgt und überschüssige Energie gespeichert werden kann.

Das Gastransportnetz zum Transport von Erdgas, Wasserstoff oder auch Erdgas-Wasserstoff-Gemischen wird demnach zukünftig eine immer wichtigere Position bei der Energieversorgung (Transport und Verteilung) Deutschlands und Europas einnehmen. Mit Gastransportleitungen können große Energiemengen sicher, umweltschonend und wirtschaftlich über lange Strecken transportiert werden. Strenge gesetzliche und behördliche Auflagen für die Trassierung und die Bauausführung gewährleisten den Landschaftsschutz und reduzieren den Eingriff in die Natur auf das notwendige Mindestmaß. Hohe Sicherheitsanforderungen an Konstruktion, Bau und Betrieb sowie regelmäßige Kontrollen mit modernster Technik sorgen dauerhaft für den hohen Sicherheitsstandard dieser Transportsysteme.

Der hohe Sicherheitsstandard von Pipelines beim Stofftransport wird durch den Vergleich mit anderen alternativen Transportmitteln wie Straßentankwagen, Eisenbahnen und Schiffen deutlich. Bei diesem Vergleich weisen Pipelines mit Abstand die geringste Anzahl von Unfällen auf. So entfallen zum Beispiel für den Transport wassergefährdender Stoffe gemäß den Angaben des statistischen Bundesamts aus dem Jahr 2017 nur 0,25% aller Unfälle auf den Pipelinetransport. Die Zahl der Unfälle beim Eisenbahn- und Schiffstransport sind jeweils etwa um den Faktor 10 größer und beim Tankwagentransport sogar um den Faktor 373 größer. Bezieht man die Anzahl der Unfälle auf die tatsächlich transportierte Menge, so wird dieses Verhältnis noch deutlicher.



3.1 Erdgastransportleitungen in Deutschland und Europa

Für den leitungsgebundenen Erdgastransport liegen jahrzehntelange Erfahrungen vor, die ersten Gastransportleitungen wurden bereits in den 1930er Jahren verlegt. Manche dieser Leitungen werden bis heute ohne Einschränkung der Sicherheit betrieben. Die langjährigen Erfahrungen über die Eigenschaften und das Verhalten von Gastransportleitungen sind in die aktuell geltenden Regelwerke für die Konstruktion, den Bau und den Betrieb von Erdgastransportleitungen eingeflossen.

Die Gesamtlänge der europäischen Hochdruck-Gastransportleitungen beträgt zur Zeit ca. 250.000 km. In Deutschland beträgt die Länge des Erdgastransportnetzes aktuell ca. 40.000 km (Quelle: www.fnb-gas.de). Die Tendenz ist seit Jahren konstant steigend. Technisch sind mit den derzeitigen Rohrwerkstoffen Rohrlitungsdurchmesser bis Nennweite 1400 mit maximalen Betriebsüberdrücken bis 100 bar realisiert worden. Der maximale Betriebsüberdruck von Leitungen und Anlagen zur Speicherung von Erdgas in Kavernen beträgt sogar mehr als 200 bar.

Durch die immer weiter fortschreitende Vermeidung fossiler Energieträger und die Vernetzung des Stromsektors mit dem Gastransportnetz, werden in Zukunft viele bestehende Erdgastransportleitungen für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der Großteil des bestehenden Gastransportnetzes wird aber auch mittelfristig für den Erdgastransport genutzt werden. Das europäische Gastransportnetz wird somit zukünftig eine immer wichtigere Position für die sichere und umweltfreundliche Energieversorgung Deutschlands und Europas einnehmen.

3.2 Sicherheit von Erdgastransportleitungen

3.2.1 Schadensstatistiken der EGIG und des DVGW

Dass der Erdgastransport mittels Erdgastransportleitungen sehr sicher ist, wird durch die Schadensstatistiken der EGIG (European Gas Pipeline Incident Group) sowie des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) seit Anfang der 70er Jahre belegt.

In der EGIG werden zur Zeit regelmäßig Daten von 17 großen Europäischen Gasversorgern mit einem Pipelinetz von insgesamt ca. 143.000 km Länge gesammelt und ausgewertet. Es werden unabhängig von der Leckgröße alle Schäden mit Gasaustritt erfasst.

Beim DVGW werden darüber hinaus sämtliche Schäden ausgewertet, die bei Transport, Verteilung und Nutzung von Erdgas an den Anlagenteilen der Gasversorger in Deutschland entstehen. Bei der DVGW-Statistik /13/ wird deutlich, dass im Bereich der Transportleitungen mit Betriebsdrücken über 16 bar die Anzahl der meldepflichtigen Ereignisse nur ca. 1% der Anzahl für Gasleitungen bis 16 bar Betriebsdruck beträgt. Bei den Erdgastransportleitungen treten also sehr viel weniger Unfälle auf als im Gasverteilnetz.

Die Sicherheit des Transports von Wasserstoff über Rohrfernleitungen wurde bisher nicht statistisch untersucht. Derzeit wird Wasserstoff vorwiegend als Prozessgas in der chemischen Industrie und der Petrochemie eingesetzt. Hierzu existieren in Deutschland mehrere Rohrfernleitungsanlagen, insbesondere in Gebieten mit großen Chemieparks und Raffinerien wie z.B. dem Ruhrgebiet und dem Rheinland oder im Raum Leipzig. Unfälle mit Gasaustritt sind bei diesen Anlagen äußerst selten. Aufgrund der vergleichbaren technischen Anforderungen an Rohrfernleitungsanlagen ist davon auszugehen, dass die Schadensstatistiken für Erdgastransportleitungen auf Wasserstofftransportleitungen übertragbar sind und keine signifikant höheren oder niedrigeren Schadenseintrittswahrscheinlichkeiten auftreten.



Im Folgenden wird der aktuelle 11. EGIG-Report /23/ hinsichtlich der Unfallhäufigkeiten, der Unfallursachen, der Leckgrößen und der Einflussgrößen auf die Unfallhäufigkeit zusammengefasst.

➤ Schadenshäufigkeit

- Die relative Schadenshäufigkeit (pro 1.000 km Pipeline und Jahr) ist seit Beginn der Auswertung stetig gesunken und beträgt für den Zeitraum 2015-2019 nur noch ungefähr ein Sechstel des Mittelwertes von 1970-1974
- Der gleitende 5-Jahres-Mittelwert der Schadenshäufigkeit beträgt aktuell 0,126 Schäden pro 1.000 km Pipeline und Jahr und ist gegenüber dem letzten Auswertungszeitraum 2012-2016 erneut um ca. 7,5 % gesunken.
- Im letzten Berichtsjahreszeitraum (2015 bis 2019) sind an den insgesamt betrachteten 142.711 km Gashochdruckleitungen 90 Schadensfälle mit Gasaustritt aufgetreten, wobei keine Angaben über die Menge des ausgeströmten Erdgases gemacht werden. Dies entspricht einem Durchschnitt von weniger als 20 Schäden pro Jahr. In den letzten beiden Jahren wurden jeweils nur 11 Schäden pro Jahr gemeldet.

Einzelheiten sind der folgenden Grafik zu entnehmen.

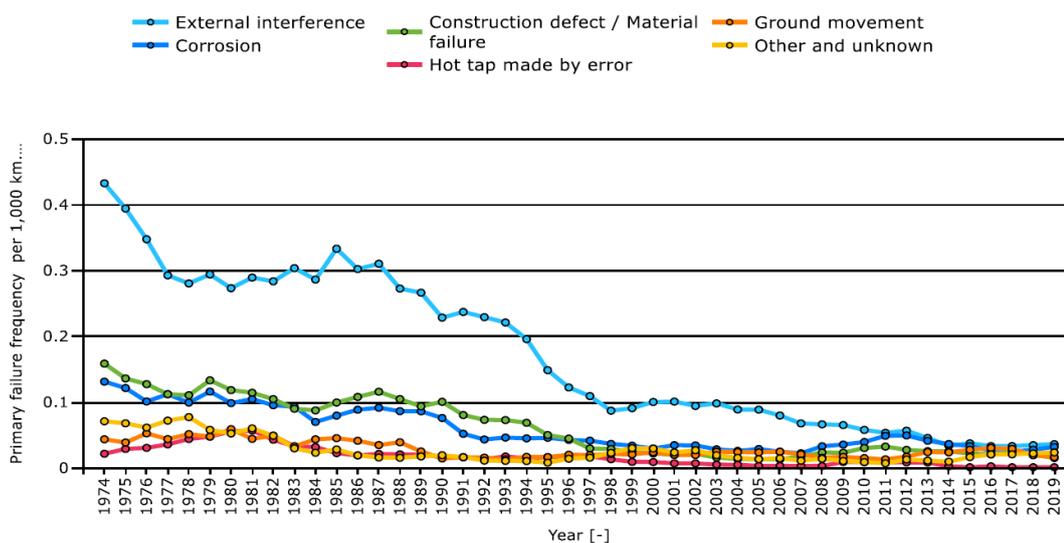


Abb. 1: Entwicklung der Schadenshäufigkeit bei Erdgastransportleitungen /23/

➤ Schadensursachen (Zeitraum 2010 – 2019)

- Die Hauptursachen für Schäden sind mit jeweils ca. 27 % die Einwirkung von außen und Korrosionsschäden. Beschädigungen durch Einwirkung von außen führen laut EGIG-Report meist zu Schäden mit größeren Auswirkungen während Korrosionsschäden meist geringe Auswirkungen haben.
- Als weitere Schadensursachen sind mit zusammen ca. 32% aller Schäden Bodenbewegungen und Herstellungsfehler / Materialversagen zu nennen. Die beiden anderen Schadensursachen spielen bezüglich der Schadenshäufigkeit mit zusammen ca. 14 % der Schäden eine eher untergeordnete Rolle.

- Der generelle Rückgang der Schadenshäufigkeit resultiert wesentlich aus dem überproportional starken Rückgang der häufigsten Schadensursache „Äußere Einwirkung“. Die übrigen Schadensursachen sind seit ca. 20 Jahren nahezu konstant niedrig.

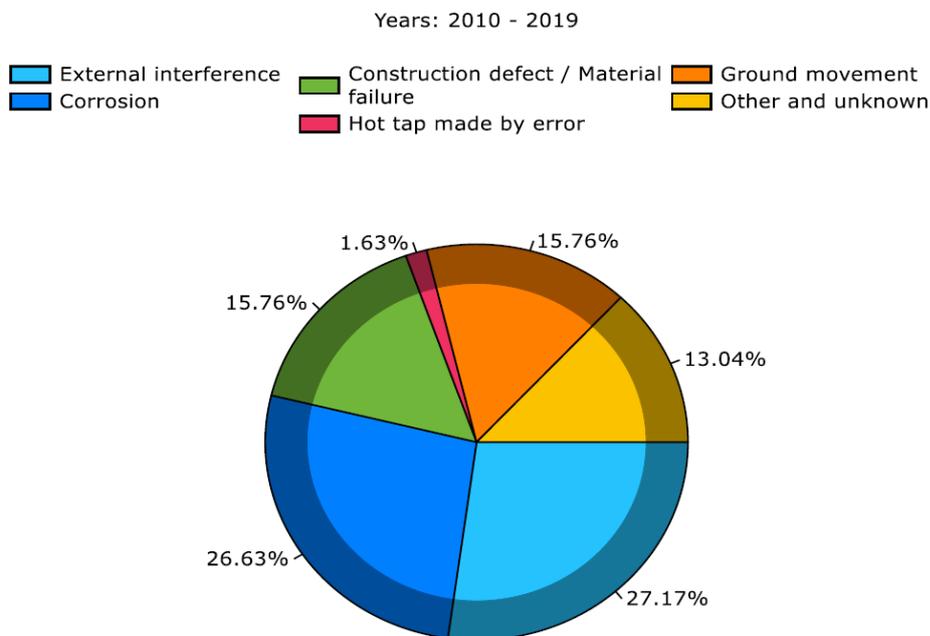


Abb. 2: Verteilung der Schadensursachen bei Erdgastransportleitungen /23/

➤ Leckgrößen

- Größere Schäden (Löcher > 2 cm Durchmesser und Leitungsbruch) sind nahezu ausschließlich auf die Unfallursachen „Äußere Einwirkung“ und „Erdbewegung“ beschränkt, die anderen Schadensursachen wie „Korrosion“, „Herstellungsfehler/ Materialversagen“ und „Sonstige“ führen laut EGIG-Report meist zu kleineren Leckagen.

➤ Einflüsse auf die Schadenshäufigkeit

Die Schadenshäufigkeiten sind nicht für alle Erdgasleitungen gleich groß, sie hängen von verschiedenen Faktoren ab. Der EGIG-Report enthält statistische Auswertungen darüber, welche Größen einen signifikanten Einfluss auf die Schadenshäufigkeit haben. Maßgebliche Einflussgrößen für die Schadenshäufigkeit sind insbesondere der Rohrdurchmesser, die Rohrwanddicke und die Erdüberdeckung der Transportleitungen.

- Die Schadenshäufigkeit für die Ursache „Äußere Einwirkung“ sinkt exponentiell mit dem Leitungsdurchmesser. Große Leitungen mit entsprechend größeren Wanddicken werden sehr viel seltener durch äußere Einwirkungen beschädigt als kleine Leitungen. Bei Leitungen mit größeren Durchmessern ab etwa DN 300 sinkt auch die Wahrscheinlichkeit für einen Leitungsbruch deutlich.
So haben große Leitungen mit einem Durchmesser von z.B. 1016 mm (DN 1000 / 40¹) eine um den Faktor 41 geringere Unfallhäufigkeit als kleinere Leitungen mit einem Durchmesser von z.B.

¹ 1 Zoll (") = 25,4 mm



114,3 mm (DN 100 / 4“). Bei Gasleitungen mit einem Durchmesser ab DN 1100 (44“) sind im Zeitraum der letzten 50 Jahre von 1970 bis 2019 gar keine Schäden gemeldet worden.

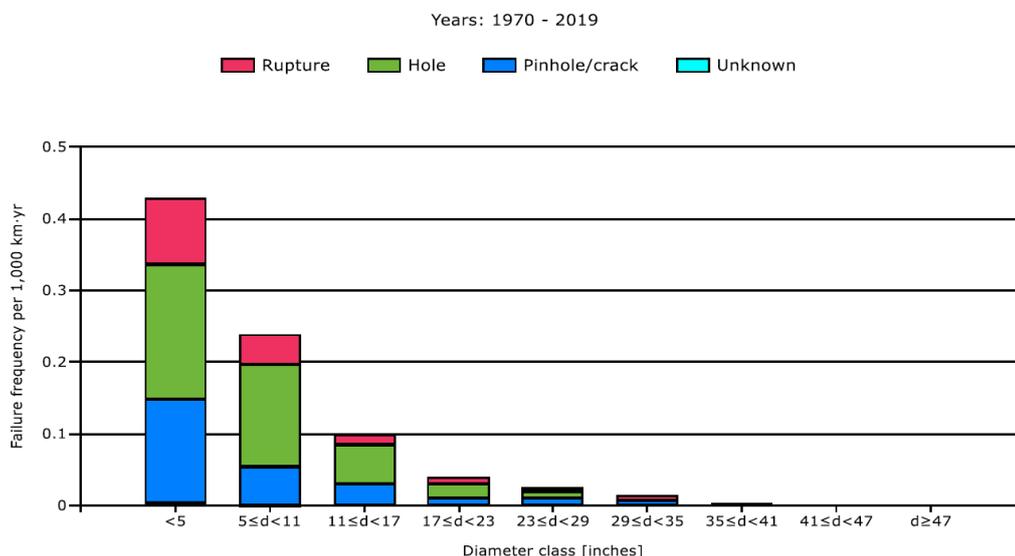


Abb. 3: Einfluss des Leitungsdurchmessers /23/

- Eine weitere wesentliche Einflussgröße hinsichtlich des Auftretens von Leckagen durch äußere Einwirkungen oder durch Korrosion ist die Wanddicke der Leitung. Bei Wanddicken zwischen 10 und 15 mm ist die Wahrscheinlichkeit einer Beschädigung durch äußere Einwirkung um den Faktor 35 kleiner als bei Wanddicken bis 5 mm. Bei Wanddicken von mehr als 15 mm ist im Zeitraum der letzten 50 Jahre von 1970 bis 2019 weder durch äußere Einwirkungen noch durch Korrosion ein Schaden mit Gasaustritt gemeldet worden.

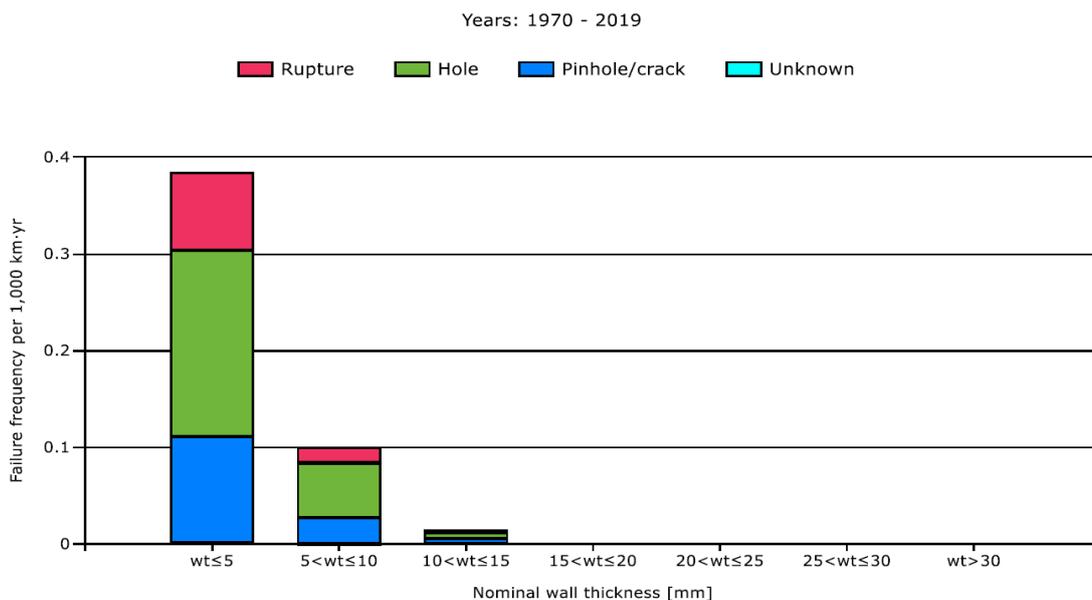


Abb. 4: Einfluss der Wanddicke /23/



- Auch die Erdüberdeckung hat einen signifikanten Einfluss auf die Schadenshäufigkeit insbesondere hinsichtlich der Beschädigung durch äußere Einwirkungen. Etwa 75% der durch äußere Einwirkungen beschädigten Leitungen hatte eine Erddeckung von weniger als 100 cm. Leitungen mit einer Erddeckung von mehr als 1 m haben eine um den Faktor 3 geringere Unfallhäufigkeit als Leitungen mit einer Erddeckung bis 100 cm Überdeckung.

Unter Berücksichtigung der Auslegungsdaten der SEL mit einem Außendurchmesser von 1220 mm (DN 1200 / 48“) und einer Nominalwanddicke von 24,5 mm sowie einer Regelüberdeckung von 1,2 m ist damit die Schadensursache „Beschädigung durch äußere Einwirkungen“ praktisch auszuschließen. Dies gilt auch für alle anderen Schadensursachen wie z.B. Korrosion. Da Beschädigungen allerdings niemals vollständig ausgeschlossen werden können, sind gemäß Gashochdruckleitungsverordnung und DVGW-Regelwerk von allen Leitungsbetreibern Maßnahmen für einen eventuellen Schadensfall festzulegen.

Auf die Hauptursachen aus den Schadensstatistiken der EGIG und die besonderen Maßnahmen zur Minimierung des Beschädigungsrisikos wird im Rahmen der systematischen Gefahrenanalyse der SEL (siehe Kap. 5 und Anhang 1) detailliert eingegangen.

3.2.2 BAM-Forschungsbericht 285

Ausführungen zur Sicherheit von Pipelines zum Transport flüssiger und gasförmiger Energieträger sind auch im Forschungsbericht 285 der Bundesanstalt für Materialforschung (BAM) aus dem Jahr 2009 /3/ zu finden. Dass Pipelines gegenüber dem Transport in Eisenbahnkesselwagen oder Straßentankfahrzeugen grundsätzlich die größte Sicherheit bieten, ist auch aus diesen Ausführungen ersichtlich.

Schwerpunkt der Studie der BAM ist die Diskussion der Konsequenzen eines Pipeline-Versagens (Wärmestrahlung, Explosionsüberdruck, Trümmerwurf). Grundlage hierfür ist die Auswertung einer größeren Anzahl von Pipelineunfällen, wobei wesentlich Unfälle aus USA und Kanada zitiert werden. Von den 159 aufgeführten Ereignissen ereigneten sich 6 Vorfälle in Deutschland und drei weitere Vorfälle in anderen Ländern der EU (Griechenland, Frankreich und Belgien).

Bei Auswertung der beschriebenen Schadensfälle fällt auf, dass die relative Unfallhäufigkeit (pro 1.000 km Pipeline und Jahr) für Erdgaspipelines in der Provinz Alberta / Kanada 10 mal größer ist als die durch EGIG ermittelte in Europa. Die Hauptschadensursache ist dort die Innenkorrosion, welche aufgrund geeigneter Gegenmaßnahmen bei Erdgastransportleitungen in Europa praktisch keine Rolle spielt. Dieses Beispiel zeigt, dass die Übertragung der Ergebnisse ausländischer Schadensstatistiken auf Deutschland nicht ohne detaillierte Prüfung der Schadensursachen und der geltenden Regelwerke zulässig ist und teilweise auch zu falschen Schlussfolgerungen führt.

Einige Schlussfolgerungen der Studie wie z.B., dass Pipelines infolge verkehrsinduzierter Schwingungen brechen können, werden nicht durch entsprechende Beispiele belegt und sind daher in der pauschalen Form Frage zu stellen.

Die wesentlichen Empfehlungen der Studie sind die Einführung einer ausführlichen Informationspflicht für Pipelineunfälle, die Einrichtung eines flächendeckenden Leitungsinformationssystems und die Durchführung weiterer Untersuchungen zur Ermittlung von Schadenradien an Pipelines.

3.2.3 DVGW-Stellungnahme aus 2011 und Gerichtsurteile

Mit der Sicherheit von Gasfernleitungen in Deutschland beschäftigt sich auch eine Stellungnahme des DVGW aus dem Jahr 2011 /15/. Neben der Auswertung der Unfallzahlen für Gasrohrleitungen in Deutschland wird im Wesentlichen auf die getroffenen Sicherheits- und Überwachungsmaßnahmen bei Bau und Betrieb von



Gashochdruckleitungen eingegangen. Gemäß der DVGW-Stellungnahme /15/ sind die Unfallzahlen seit Beginn der 1980er Jahre um nahezu 90% reduziert worden. Dies sei trotz einer Vervielfachung der Rohrnetzlänge maßgeblich durch den Aufbau und die Weiterentwicklung des technischen Regelwerks des DVGW erreicht worden. Beim DVGW werden eigene Statistiken zu Ereignissen an Gasleitungen geführt und deren Ergebnisse regelmäßig veröffentlicht /13/.

Die DVGW-Stellungnahme setzt sich darüber hinaus mit der Forderung nach Mindestabständen, die weit über die im Regelwerk definierten Schutzstreifen hinausgehen, auseinander. Diese wurden in einem Beschluss des Oberverwaltungsgerichts Lüneburg (Eilverfahren) /18/ für einzelne Abschnitte einer Gashochdruckleitung in Norddeutschland gefordert. Gemäß der DVGW-Stellungnahme kann durch technische Sicherheitslösungen ebenso viel oder mehr Sicherheit erreicht werden, als durch Abstandsforderungen. Als wichtige technische Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit sind der Schutzstreifen sowie die regelmäßige intensive Kontrolle desselben, die Anwendung primärer Sicherheitsmaßnahmen (hoher Sicherheitsbeiwert, Einbau von Absperrarmaturen, 100%ige Prüfung der Baustellenschweißnähte, Stressdruckprüfung, etc.) sowie die regelmäßige Wartung, Kontrolle und Instandhaltung genannt.

Hinsichtlich der Mindestabstände zwischen Gasfernleitungen und Wohnungsbebauung vertritt der Bund-Länder-Ausschuss Gaswirtschaft die Auffassung, dass angesichts des hohen Sicherheitsniveaus der deutschen Gasinfrastruktur die Vorgabe regelmäßig zu beachtender Abstände derzeit nicht veranlasst ist.

Auch das Verwaltungsgericht Stuttgart hat sich im Zusammenhang mit der Errichtung einer Rohrfernleitungsanlage zum Transport von Ethylen mit dem Thema Sicherheitsabstände auseinandergesetzt und kam zu dem Schluss /19/, dass die Einhaltung fester Sicherheitsabstände zur Schadensbegrenzung im Falle von Unfällen keine geeignete Methode sei, um die Sicherheitsanforderungen für Rohrfernleitungen zu erfüllen. Eine hinreichende Sicherheit vor den von einer Rohrfernleitung ausgehenden Gefahren für Menschen wäre durch Sicherheitsabstände nur zu erreichen, wenn sichergestellt wäre, dass sich Menschen in den entstehenden Schutzzonen nicht aufhalten.

Diese Ansicht wird durch ein aktuelles Urteil des OVG Münster vom 04.09.2017 /22/ für eine Gastransportleitung gestützt. In diesem Urteil stellt das OVG Münster fest, dass eine Gastransportleitung, welche die Voraussetzungen der Gashochdruckleitungsverordnung und des DVGW-Regelwerks erfüllt in rechtlicher Hinsicht als sicher gilt und dass Sicherheitsabstände z.B. zur Wohnbebauung weder das Energiewirtschaftsgesetz noch die Gashochdruckleitungsverordnung oder das DVGW-Regelwerk fordern. Auch aus anderen Regelwerken oder Empfehlungen z.B. dem BAM-Forschungsbericht 285 ließen sich keine Abstandsregelungen ableiten.

Hinsichtlich der Abstände der SEL zur Wohnbebauung verweisen wir auf Kapitel 5.2.1 dieser Studie.

3.3 Sicherheitsphilosophien: Deterministik – Probabilistik

Aufgrund der potenziellen Auswirkungen auf Umwelt und Bevölkerung bei einem Pipelineschaden aber auch aus Gründen der Verfügbarkeit und der Versorgungssicherheit werden weltweit besonders hohe Anforderungen an die Sicherheit von Pipelinesystemen gestellt.

Um ein hohes Sicherheitsniveau bei Pipelines zu erreichen, existieren im Wesentlichen zwei grundsätzlich unterschiedliche Sicherheitsphilosophien, nämlich die deterministische und die probabilistische Betrachtungsweise. Das Erreichen eines hohen Sicherheitsniveaus ist mit beiden Betrachtungsweisen möglich. Dies wird durch Schadensstatistiken von Pipelines aus verschiedenen Ländern belegt. Ein Vergleich der beiden Betrachtungsweisen findet sich auch in dem unter /17/ aufgeführten Bericht des AfR (Ausschuss für



Rohrfernleitungen). Auch die Arbeitsgruppe des AfR kommt zu dem Ergebnis, dass bei sorgfältiger Anwendung beide Philosophien eine sichere Beschaffenheit und einen sicheren Betrieb gewährleisten.

Während insbesondere im angelsächsischen Raum das probabilistische Sicherheitskonzept verbreitet ist, wird im deutschen Technikrecht mit seiner hierarchischen Struktur, bestehend aus Gesetzen, Verordnungen und technischen Regeln die deterministische Betrachtungsweise verwendet. Diese hat sich seit vielen Jahrzehnten in der Praxis bewährt und bedeutet in der Regel eine hohe Rechtssicherheit in Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren.

3.3.1 Deterministik

Das deterministische Sicherheitskonzept nutzt im Wesentlichen die im langjährigen Umgang mit technischen Anlagen gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse. Darüber hinaus werden zur Festlegung wirksamer Sicherheitsmaßnahmen die kausalen Zusammenhänge, die zu einem ungewollten Ereignis führen können, zurückverfolgt und analysiert. Das Resultat dieser Ursachenanalyse sind Gegenmaßnahmen, die dazu führen, dass das ungewollte Ereignis mit großer Zuverlässigkeit ausgeschlossen werden kann. Es handelt sich hierbei also um Vorsorgemaßnahmen (primäre Maßnahmen), die darauf zielen, die Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts auf ein ausreichend geringes Maß zu reduzieren. Darüber hinaus werden auf gleiche Weise Sicherheitsmaßnahmen ermittelt, die die Konsequenzen von ungewollten Ereignissen, die trotz der getroffenen primären Maßnahmen auftreten könnten, minimieren (sekundäre Maßnahmen).

Bei dem deterministischen Sicherheitskonzept basieren die Entscheidungen über die einzusetzende Technik nicht auf einem quantifizierten Risiko. Es wird vielmehr analysiert, welche ungewollten Ereignisse im Bereich des Möglichen liegen und durch welche Maßnahmen der Eintritt dieser Ereignisse vermieden werden kann. Der absolute Schwerpunkt liegt dabei auf der Festlegung der Vorsorgemaßnahmen, die in der Konsequenz dazu führen, dass die Schadenseintrittswahrscheinlichkeit minimiert wird. Dies gilt für die gesamte Leitungstrasse unabhängig von der Umgebung. Diese Betrachtungsweise bietet insbesondere in Ländern mit hoher Bevölkerungsdichte Vorteile.

Die deterministisch ermittelten Anforderungen sind als Sicherheitsanforderungen relativ allgemein in Gesetzen oder Rechtsverordnungen und in konkretisierter Form in technischen Regeln festgelegt. Diese technischen Regeln werden durch Expertengremien regelmäßig den neusten technischen und sonstigen Erkenntnissen angepasst.

Die im technischen Regelwerk zum Bau und zum Betrieb von Erdgastransportleitungen vorgeschriebenen Schutzmaßnahmen sind somit sowohl aus Erkenntnissen mit realen Schadensereignissen abgeleitete Maßnahmen als auch aus systematischen analytischen Grundsatzüberlegungen abgeleitete Maßnahmen. Sie umfassen u. a. Vorgaben

- zur Leitungsführung (z. B. Schutzstreifen, Vorgaben bei parallelen Rohrfernleitungen und Kreuzungen mit Verkehrswegen),
- zur Auslegung von Gashochdruckleitungen (Material, Wandstärke unter Berücksichtigung von Sicherheitsbeiwerten),
- zur Bauausführung und zur Bauüberwachung,
- zum Korrosionsschutz,
- zur Prüfung,
- zur Ausrüstung (z. B. Drucküberwachung, Absperreinrichtungen) und



- zum Betrieb der Erdgastransportleitung (Betriebszentrale, Trassenüberwachung, Dichtheitsprüfung, Maßnahmen bei Betriebsstörungen/ Undichtigkeiten, Alarm- und Gefahrenabwehrpläne)

Die Einhaltung der im Regelwerk vorgeschriebenen sicherheitstechnischen Maßnahmen gewährleistet somit die Einhaltung eines hohen sicherheitstechnischen Standards und hierüber den sicheren Betrieb von Erdgastransportleitungen. Die geringe Anzahl von Schadensfällen in Deutschland bestätigt grundsätzlich die Wirksamkeit des deterministischen Ansatzes.

3.3.2 Probabilistik

Das probabilistische Sicherheitskonzept ermittelt und bewertet das von einer technischen Anlage ausgehende Risiko. Dabei werden die möglichen Schadensauswirkungen auf die Umgebung mit berücksichtigt. Das Risiko aus sicherheitstechnischer Sicht wird aus dem Produkt der zu erwartenden Häufigkeit des Eintritts eines Schadens und das beim Schadenseintritt zu erwartende Schadensausmaß gebildet.

Bei allen probabilistischen Verfahren sind genaue Kenntnisse über die einzelnen Risiken und deren Einflussfaktoren, sowie deren mathematische Zusammenhänge zwingend erforderlich, um Strategien zur Risikosteuerung bzw. Methoden des Risikomanagements zu entwickeln. Ein Verfahren zur Risikoabschätzung ist z.B. die quantifizierte Risikoanalyse (Quantitative Risk Analysis, QRA). Die QRA arbeitet mit rechenbaren Größen, d.h. sie bedient sich konkreter mathematischer Zusammenhänge, mit denen das Ausfallverhalten eines Bauteils oder eines Systems beschrieben werden kann. Zur Formulierung dieser mathematischen Zusammenhänge wird u.a. auf Schadensereignisse aus der Vergangenheit zurückgegriffen. Durch Abbildung der komplexen Zusammenhänge der gesamten Pipeline wird für jeden Ort das Gesamtrisiko durch Berücksichtigung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensauswirkungen ermittelt.

Da probabilistische Verfahren das von technischen Anlagen ausgehende Risiko quantifizieren, ist die Festlegung allgemeingültiger Risikoakzeptanzkriterien zwingend erforderlich.

Darüber hinaus muss bei probabilistischer Betrachtung in regelmäßigen Zeitabständen überprüft werden, ob die beim Bau der Leitung vorliegenden Verhältnisse noch gültig sind, oder ob nachträgliche Maßnahmen zur Risikominimierung erforderlich sind.

Die Anwendung probabilistischer Verfahren führt dazu, dass in Abhängigkeit des potentiellen Schadensausmaßes im Umfeld eines Leitungsabschnitts ein unterschiedliches technisches Sicherheitsniveau (z. B. Wanddicke der Leitung) realisiert wird. Demgegenüber wird bei der in Deutschland angewandten deterministischen Vorgehensweise ein über den gesamten Leitungsverlauf einheitlich hohes technisches Sicherheitsniveau realisiert, welches sich an den Anforderungen für Bereiche mit hohem potentiellm Schadensausmaß (z. B. im Bereich von Wohnbebauung) orientiert.

Die probabilistische Betrachtungsweise hat sich insbesondere in Ländern durchgesetzt, in denen die Bevölkerungsdichten relativ gering sind.

3.4 Sicherheitsphilosophie in Deutschland

Für Deutschland wurde durch den Gesetzgeber entschieden, die deterministische Betrachtungsweise anzuwenden. Dieses Sicherheitskonzept hat sich seit vielen Jahrzehnten bewährt und ist allgemein akzeptiert. Es bildet mit den geltenden Gesetzen, Verordnungen und Technischen Regeln ein aufeinander aufbauendes, funktionierendes System, welches laufend aktualisiert und dem technischen Fortschritt angepasst wird.



Wie in Kap. 3.3.2 bereits ausgeführt wurde, führt die deterministische Vorgehensweise dazu, dass auf der gesamten Leitungslänge, unabhängig von den örtlichen Verhältnissen ein gleichmäßig hohes technisches Sicherheitsniveau vorliegt.

Die existierenden deutschen technischen Regelwerke für Erdgastransportleitungen sehen neben den besonderen Anforderungen an Konstruktion, Trassenführung und Prüfung vor, dass die Einhaltung der technischen Regeln durch unabhängige, behördlich anerkannte Sachverständige überwacht wird. Gegebenenfalls erforderliche Abweichungen vom technischen Regelwerk werden durch den Sachverständigen bewertet und für den jeweiligen Einzelfall weitergehende Forderungen unter Berücksichtigung der individuellen Randbedingungen und des geforderten Sicherheitsniveaus festlegt. Dies gilt für alle Lebensphasen der Rohrleitung von der Planung über den Bau und die Inbetriebnahme bis zur Stilllegung.

In Einzelfällen, in denen das technische Regelwerk keine Lösungen vorsieht, kann es unter Umständen sinnvoll sein, die deterministische Betrachtungsweise durch probabilistische Ansätze zu ergänzen. Ein Beispiel hierfür ist die Beurteilung der Gefährdung von Erdgastransportleitungen durch Windenergieanlagen.

Das deterministische Sicherheitskonzept gewährleistet ein sehr hohes Sicherheitsniveau der neu errichteten Erdgastransportleitung. Zur Beibehaltung der Integrität der Pipeline sind in jedem Fall umfangreiche technische und organisatorische Maßnahmen durch den Betreiber umzusetzen. Auch diese Maßnahmen sind durch das technische Regelwerk vorgegeben.

3.5 Kritische Infrastrukturen

Infrastruktureinrichtungen sind für unsere hoch entwickelte Gesellschaft essenziell notwendig. Der Ausfall dieser Einrichtungen kann weitreichende Folgen für die Bevölkerung haben und ist daher besonders zu schützen. Die Bundesrepublik Deutschland befasst sich seit 1997 mit dem Schutz sogenannter „Kritischer Infrastrukturen“.

Auf europäischer Ebene wurde im Jahr 2008 die Richtlinie 2008/114/EG über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen (EKI) und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern, erlassen.

In dieser Richtlinie werden kritische Infrastrukturen definiert als Infrastrukturen, die von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen, der Gesundheit, der Sicherheit und des wirtschaftlichen oder sozialen Wohlergehens der Bevölkerung sind und deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen hätte, da diese Funktionen nicht aufrechterhalten werden könnten.

Europäische kritische Infrastrukturen zeichnen sich gemäß dieser Richtlinie darüber hinaus dadurch aus, dass die Störung oder Zerstörung dieser Infrastrukturen erhebliche Auswirkungen in mindestens zwei Staaten hätte.

Für alle kritischen Infrastrukturen sind gemäß dieser Richtlinie Sicherheitspläne aufzustellen, welche den Schutz der kritischen Infrastrukturen gewährleistet. Gemäß Anhang II der Richtlinie enthält der Sicherheitsplan folgende Mindestangaben:

- Nennung der wichtigen Anlagen
- Durchführung einer Risikoanalyse, die sich auf die wichtigsten Bedrohungsszenarien, die Schwachstellen der einzelnen kritischen Infrastrukturen und die möglichen Auswirkungen bezieht sowie
- Ermittlung, Auswahl und Rangfolge von Gegenmaßnahmen und Verfahren.



Auf Bundesebene wurde 2009 das Gesetz zur Stärkung der Sicherheit in der Informationstechnik des Bundes - BSIG - erlassen, welches durch die elfte Zuständigkeitsanpassungsverordnung vom 19.06.2020 zuletzt geändert wurde. Auf Basis des § 10 dieses Gesetzes wurde die Verordnung zur Bestimmung kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz – BSI-Kritisverordnung – BSI-KritisV am 22.04.2016 veröffentlicht (letzte Änderung 21.06.2017).

Gemäß §2 der BSI-KritisV zählt die Dienstleistung „Versorgung der Allgemeinheit mit Gas (Gasversorgung)“ zu den kritischen Dienstleistungen. Als Kritische Infrastrukturen werden gemäß Anhang 1 Teil 3 der BSI-KritisV Gastransportnetze mit einer Jahresarbeit von mindestens 5190 GWh/Jahr eingestuft. Das Erdgas-transportnetz der terranets bw GmbH zählt damit eindeutig zu den kritischen Infrastrukturen gemäß BSI-KritisV.

Für das gesamte Erdgastransport- und –verteilnetz und damit auch für die SEL gilt, dass Erdgasnetze im Allgemeinen vermascht aufgebaut sind und bei Ausfall einer Leitung oder eines Leitungsabschnitts über die anderen vorhandenen Leitungsabschnitte Ersatzversorgungen schnell aufzubauen sind. Reparaturen oder der Austausch einzelner Rohrabschnitte und damit die Wiederinbetriebnahme ausgefallener Leitungsabschnitte ist in der Regel innerhalb weniger Tage möglich. Die Auswirkungen des Ausfalls einzelner Leitungsabschnitte sind somit bei Erdgasnetzen zeitlich und hinsichtlich des Ausmaßes begrenzt.

Gemäß § 8a (1) des BSIG sind Betreiber kritischer Infrastrukturen verpflichtet, spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten der BSI-KritisV d.h. bis April 2018 angemessene organisatorische und technische Vorkehrungen zur Vermeidung von Störungen der Verfügbarkeit, Integrität, Authentizität und Vertraulichkeit ihrer informationstechnischen Systeme, Komponenten oder Prozesse zu treffen, die für die Funktionsfähigkeit der von ihnen betriebenen kritischen Infrastrukturen maßgeblich sind.

Die folgenden Pflichten für Betreiber kritischer Infrastrukturen sind ebenfalls über § 8 BSIG geregelt:

- Benennung einer Kontaktstelle für das BSI
- Meldung relevanter IT-Störungen an das BSI
- Umsetzung des Standes der Technik bezüglich der IT-Sicherheit mit Nachweisen (erstmalige und wiederkehrende Audits)

Der Anwendungsbereich des BSIG wird im §8c wiederum so eingeschränkt, dass die zuvor beschriebenen §§ 8a und 8b nicht auf Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes anzuwenden sind. Grund dafür ist, dass bereits im § 11, Absätze 1, 1a, 1b, 1c EnWG mit Inkrafttreten des IT-Sicherheitsgesetzes vergleichbare Regelungen getroffen sind.

Bezogen auf die SEL sind somit die Anforderungen durch das IT-Sicherheitsgesetz bereits in den § 11 EnWG eingearbeitet worden. Die oben beschriebenen Pflichten für die Betreiber kritischer Infrastrukturen gelten somit auch für die Betreiber der SEL und sind bereits mit der Zertifizierung der terranets bw im Januar 2018 gemäß ISO 27001 und ISMS erfüllt.

4 Gesetzliche Grundlagen

4.1 Energiewirtschaftsgesetz – EnWG –

Die Gesetzliche Grundlage für Planung, Bau und Betrieb von Erdgastransportleitungen in Deutschland ist das Energiewirtschaftsgesetz - EnWG – /4/. Mit der aktuellen Novellierung des EnWG, welche am 16.07.2021



in Kraft getreten ist sind im EnWG auch Regelungen für Wasserstofftransportleitungen sowie für die Umstellung von Erdgastransportleitungen auf den Wasserstofftransport getroffen worden.

Im §3 EnWG finden sich die folgenden für Gastransportleitungen wichtigen Begriffsbestimmungen:

- **Energie** im Sinne des EnWG sind Elektrizität, Gas und Wasserstoff, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung dienen.
- **Energieanlagen** sind Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Eingeschlossen sind die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperrereinrichtung vor der Verbrauchsanlage.
- **Gase** im Sinne des EnWG sind Erdgas, Flüssiggas, Biogas, sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Sofern der Wasserstoff aus regenerativer Energie erzeugt wurde, gilt er und das eventuell daraus erzeugte Methan als Biogas im Sinne des EnWG.

Rohrleitungen zum Transport von gasförmigen Energieträgern wie z.B. Erdgas und Wasserstoff sind demnach Energieanlagen im Sinne des EnWG. Dies gilt aufgrund der Definitionen des EnWG unabhängig vom Auslegungs- oder Betriebsdruck und grundsätzlich auch für den Transport von Wasserstoff, der per Elektrolyse erzeugt worden ist und der Versorgung der Allgemeinheit mit Gas dient. Als Biogas im Sinne des EnWG würde Wasserstoff gelten, bei dessen Erzeugung überwiegend Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingesetzt wurde. Dies gilt auch für künstliches Methan, welches aus diesem Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt wird.

Im § 43 (1) des EnWG wird für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm (DN 300) ein Planfeststellungsverfahren gefordert. Gemäß dem im Jahr 2021 neu eingefügten §43 I gilt diese Forderung auch für Wasserstofftransportleitungen. Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens sind die von dem Bauvorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange abzuwägen. Das Planfeststellungsverfahren ist ein umfassendes Genehmigungsverfahren mit konzentrierender Wirkung, welches auch die Beteiligung der Öffentlichkeit vorsieht.

Grundlegende Anforderungen an Energieanlagen sind § 49 (1) des EnWG formuliert. Demnach sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Zu diesem Zweck sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten, deren Einhaltung vermutet wird, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas und Wasserstoff die technischen Regeln des DVGW (siehe auch 4.4) eingehalten worden sind und die spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffs berücksichtigt wurden.

Spezielle Regelungen für die Umstellung von Erdgastransportleitungen auf den Transport von Wasserstoff sowie für die Anwendung der Gashochdruckleitungsverordnung und des DVGW-Regelwerks für Wasserstoffleitungen sind mit der Novellierung des EnWG in den §§ 113 a bis c eingeführt worden. Im § 113 c sind die Randbedingungen für die Umstellung von Erdgastransportleitungen auf den Transport von Wasserstoff klar geregelt. Danach ist gemäß § 113 c (1) für Wasserstoffleitungen, die für einen Druck von mehr als 16 bar ausgelegt sind, die Gashochdruckleitungsverordnung entsprechend anzuwenden. Weiterhin ist in § 113 c (2) festgelegt, dass der § 49 EnWG auch für Wasserstoffleitungen entsprechend anzuwenden ist, was bedeutet,



dass als technische Regeln für Wasserstoffleitungen die technischen Regeln des DVGW gelten bzw. unter Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften von Wasserstoff sinngemäß anzuwenden sind.

4.2 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung – UVPG –

Das UVPG /5/ regelt die Anwendung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und ist Grundlage für die Genehmigung verschiedenster technischer Anlagen. Im § 1 des UVPG ist der Anwendungsbereich beschrieben. Demnach gilt das UVPG für die in der Anlage 1 des UVPG aufgeführten Projekte. Hier finden sich unter der Nr. 19 sämtliche Rohrleitungsbauvorhaben z.B. unter Nr. 19.2 Gasversorgungsleitungen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes.

Der § 65 des UVPG enthält Vorgaben für die Durchführung der Planfeststellung bzw. Plangenehmigung. Maßgeblich für die Durchführung des Verfahrens ist jedoch bei Gastransportleitungen für Erdgas und Wasserstoff § 43 des EnWG. Weitere Einzelheiten sind in den Verwaltungsverfahrensgesetzen (VwVfG) der einzelnen Bundesländer festgelegt.

Der Umfang der Umweltverträglichkeitsprüfung richtet sich nach den folgenden Kriterien:

- Merkmale des Vorhabens (Größe, Umweltnutzung und -belastigungen, Umweltrisiko)
- Beschreibung der Umwelt und ihrer Bestandteile im Einwirkungsbereich des Vorhabens
- Beschreibung der zu erwartenden erheblichen nachteiligen Auswirkungen auf Umwelt und Bevölkerung (Ausmaß, Komplexität, Wahrscheinlichkeit, Dauer, Häufigkeit etc.)
- Maßnahmen mit denen erhebliche nachteilige Auswirkungen vermieden, vermindert oder soweit möglich ausgeglichen werden, ggf. Ersatzmaßnahmen
- Übersicht über die wichtigsten, vom Träger des Vorhabens geprüften anderweitigen Lösungsmöglichkeiten

Bereits im April 2014 wurde die europäische UVP-Änderungsrichtlinie 2014/52/EU (UVP-ÄndRL) verabschiedet, welche die bisherige UVP-Richtlinie 2011/92/EU (UVP-RL) modifiziert. Die UVP-Änderungsrichtlinie ist durch das Gesetz zur Modernisierung des Rechts der Umweltverträglichkeitsprüfung vom 20.07.2017 in deutsches Recht umgesetzt worden. Besonders relevant ist die Neuerung, wonach von der Definition der „Umweltauswirkungen“ nun auch solche Auswirkungen umfasst sind, die aufgrund der Anfälligkeit des Vorhabens für schwere Unfällen und Katastrophen zu erwarten sind. Für die SEL ist dies aufgrund des durch die Regelwerke vorgegebenen hohen Sicherheitsstandards nicht gegeben.

4.3 Verordnung über Gashochdruckleitungen

Die bundesweit geltende Verordnung über Gashochdruckleitungen - GasHDrLtGv – /6/ formuliert weitere grundlegende technische Anforderungen an Gastransportleitungen für Erdgas und, nach der Novellierung des EnWG auch für Wasserstoff, die für einen Druck von mehr als 16 bar ausgelegt sind und verlangt neben dem Planfeststellungsverfahren eine Anzeige des Bauvorhabens bei der örtlich zuständigen Energieaufsichtsbehörde.

Das Bauvorhaben ist gemäß § 5 der GasHDrLtGv spätestens 8 Wochen vor Baubeginn unter Einreichung detaillierter technischer Unterlagen anzuzeigen. Der Anzeige ist eine Gutachterliche Äußerung eines gemäß



der GasHDrLtgV zugelassenen Sachverständigen beizufügen. Im § 6 GasHDrLtgV ist darüber hinaus festgelegt, dass die Gashochdruckleitung vor Inbetriebnahme durch einen Sachverständigen auf Festigkeit und Dichtheit, Vorhandensein der notwendigen Sicherheitseinrichtungen sowie hinsichtlich der Wechselwirkungen mit anderen Leitungen geprüft worden ist und der Sachverständige bestätigt, dass gegen die Inbetriebnahme keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen.

In den §§ 2 bis 4 der GasHDrLtgV sind grundsätzliche Anforderungen an Gashochdruckleitungen und deren Sicherheitseinrichtungen festgelegt. Diese werden in dem für Gastransportleitungen gültigen technischen Regelwerk weiter konkretisiert.

4.4 Technische Regeln

Die besonderen technischen Anforderungen an Gastransportleitungen sind in den Technischen Regeln des DVGW, des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs, formuliert. Diese Technischen Regeln werden von verschiedenen Technischen Komitees regelmäßig überprüft und bei Bedarf dem Stand der Technik angepasst. Aktuell wird das gesamte Regelwerk des DVGW im Hinblick auf die besonderen Anforderungen für den Wasserstofftransport überarbeitet. Viele der DVGW-Arbeits- und -Merkblätter sind bereits hinsichtlich der besonderen Anforderungen für den Wasserstofftransport überarbeitet und veröffentlicht wie z.B. die Arbeitsblätter G 463 und G 466-1.

Neben dem DVGW-Regelwerk gelten für Gastransportleitungen auch andere Technische Regeln, wie z.B. VdTÜV-Merkblätter sowie Unfallverhütungsvorschriften sowie DIN, DIN EN oder DIN EN ISO Normen.

Im Folgenden sind die wichtigsten DVGW-Arbeitsblätter, DVGW-Merkblätter, VdTÜV-Arbeitsblätter und Normen für Gashochdruckleitungen aufgeführt.

DVGW G 409 -Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff

DVGW G 463 - Gashochdruckleitungen für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar – Planung und Errichtung

EN 1594 Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen für einen maximalen Betriebsdruck über 16 bar, Funktionale Anforderungen

DVGW G 466-1 - Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar – Betrieb und Instandhaltung

DVGW G 469 / DIN EN 12327 - Druckprüfverfahren Gastransport / Gasverteilung

DVGW G 491 / DIN EN 12186 - Gas-Druckregelanlagen mit Eingangsdrücken bis 100 bar

DVGW G 497 / DIN EN 12583 - Verdichteranlagen

DVGW G 498 - Druckbehälter in Rohrleitungen und Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff

DVGW GW 350 - Schweißverbindungen an Rohrleitungen aus Stahl in der Gas- und Wasserversorgung – Herstellung, Prüfung und Bewertung

DIN EN ISO 3183 Erdöl- und Erdgasindustrie – Stahlrohre für Rohrleitungstransportsysteme

DIN 2413 / DIN EN 13480-3 (Berechnung von Stahlrohren)

VdTÜV Merkblatt 1001 (Bauprüfung von Gasleitungen)

VdTÜV Merkblatt 1060 (Richtlinien für die Durchführung des Stresstests)

5 Anwendung der Vorschriften auf die Erdgasfernleitung SEL

5.1 Genehmigungsverfahren

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, wurden die Raumordnungsverfahren (ROV) für die SEL vor den Planfeststellungsverfahren abgeschlossen. Ein ROV hat die Aufgabe, die Übereinstimmung des konkreten Vorhabens mit den Zielen und Grundsätzen der Raumordnung und der Landesplanung zu überprüfen. Es ist querschnittsorientiert und integriert somit ökonomische, ökologische, kulturelle und auch soziale Aspekte.

Es soll für den Investor Planungssicherheit, auf Basis einer breit angelegten Beteiligung Vorhabensoptimierung und in der Öffentlichkeit Akzeptanz für das Vorhaben schaffen. Es bildet eine Informations- und Beurteilungsbasis für das nachfolgende Zulassungs-/Genehmigungsverfahren, im konkreten Fall das Planfeststellungsverfahren.

Für die SEL liegen derzeit für die folgenden Abschnitte gültige Planfeststellungsbeschlüsse vor:

- Abschnitt I, Station Lampertheim bis Landesgrenze Hessen – Baden-Württemberg (Vogelstang), Länge ca. 9 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Darmstadt vom 28.11.2007
- Abschnitt III, von Siegelbach bis Aichwald, Länge ca. 77 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Stuttgart vom 22.11.2010
- Abschnitt IV, von Aichwald bis zur Station Amerdingen in Bissingen (Bayern), Länge ca. 105 km, Planfeststellungsbeschluss durch RP Stuttgart vom 23.04.2015

Die Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für den ca. 63 km langen Abschnitt II, dessen Planfeststellungsbeschluss nicht mehr gültig ist, ist für Mitte 2023 vorgesehen.

Das Planfeststellungsverfahren beinhaltet auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), in der die Auswirkungen des Vorhabens auf die umweltbezogenen Schutzgüter ermittelt, beschrieben und bewertet werden. Umweltbezogene Schutzgüter im Sinne des § 2 des UVPG sind die Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft, Kultur- und sonstige Sachgüter sowie die Wechselwirkung zwischen diesen. Gemäß § 18 UVPG ist die Öffentlichkeit am Verfahren zu beteiligen.

Weitere technische Details für die Gastransportleitung werden im Rahmen des Anzeigeverfahrens mit Bewertung durch einen Sachverständigen gemäß der Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) festgelegt.

5.2 Technische Grundsätze für die Erdgasfernleitung SEL

Wie aus den uns vorliegenden Unterlagen ersichtlich ist, sind folgende Daten der SEL bereits festgelegt und zum Teil auch schon planfestgestellt.

Äußerer Durchmesser der Leitung: 1016 mm (DN 1000 / 40“)
im Abschnitt Heilbronn – Löchgau im Planfeststellungsabschnitt III
1220 mm (DN 1200 / 48“)

Wanddicke: 24,5 mm (DN 1200) und 20,6 mm (DN 1000)



Rohrart:	geschweißtes Stahlrohr
Material:	L415ME / NE gemäß DIN EN ISO 3183 Anhang A (planfestgestellt ist der Werkstoff L485MB)
Korrosionsschutz:	PE-Umhüllung, bei Pressungen, HDD oder sonstigen grabenlosen Verlegarten GFK-Umhüllung, Kathodischer Korrosionsschutz mit Fremdstrom und Fernüberwachung
Regelüberdeckungshöhe:	1,2 m, auf landwirtschaftlich genutzten Flächen ggf. höhere Überdeckung bei Straßen- oder Gewässerquerungen mindestens 1,5 m

5.2.1 Planung, Trassenführung, Schutzstreifen

Gemäß Nr. 5.2 des DVGW-Arbeitsblatts G 463 sind bei der Trassierung von Gasleitungen deren Sicherheit und der Schutz von Mensch und Umwelt die wichtigsten Einflussgrößen.

Die Trassierung erfolgt im weitaus überwiegenden Teil durch land- und forstwirtschaftlich genutztes Gebiet. Auf kurzen Abschnitten erfolgt eine Annäherung an bebaute Gebiete. 94% der Trassenlänge haben eine Entfernung von 100 m und mehr zur Wohnbebauung. Bei der SEL beträgt der Anteil der Leitungsabschnitte, die sich näher als 50 m der Wohnbebauung annähern ca. 3,5 Prozent. Auch in diesen Abschnitten ist ein sicherer Betrieb der Gastransportleitung gewährleistet, wie in der systematischen Gefahrenanalyse (Anlage 1) dargestellt ist.

In diesen Gebieten, die gemäß 5.13 des DVGW-Arbeitsblatts G 463 als Gebiete mit erhöhtem Schutzbedürfnis eingestuft sind, werden darüber hinaus zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen angewendet wie z.B. Erhöhung der Regelüberdeckung auf 1,2 m, Verlegung eines Trassenwarnbandes oberhalb der Gasleitung, Erhöhte Anforderungen an die Druckprüfung (Stresstest), Erhöhung der Beschilderungsdichte sowie Erstellung eines qualifizierten Bodengutachtens.

Für Planung, Trassenführung und Schutzstreifen ergeben sich hinsichtlich des Transports von Wasserstoff keine Änderungen gegenüber dem Transport von Erdgas.

5.2.1.1 Schutzstreifen

Die Gashochdruckleitung SEL wird entsprechend der Vorgaben aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 463 zur Sicherung ihres Bestandes, des Betriebes und der Instandhaltung, sowie gegen Einwirkung von außen in einem Schutzstreifen verlegt. Die Schutzstreifenbreite beträgt für die SEL 10 m, wobei die Rohrachse mittig im Schutzstreifen liegt. Die Schutzstreifenbreite entspricht den aktuell gültigen Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatts G 463 vom Oktober 2021.

Innerhalb dieses Schutzstreifens dürfen keine Gebäude oder sonstige bauliche Anlagen errichtet werden. Darüber hinaus sind alle Tätigkeiten, die den Bestand der Leitung gefährden könnten, z.B. Überfahrten mit schweren Baumaschinen, Erdarbeiten, Bohrungen, Verlegen von Leitungen nur nach Abstimmung mit dem Leitungsbetreiber zulässig. Durch den Ausschluss dieser Tätigkeiten ist der Schutzstreifen von Erdgastransportleitungen ein wirksames Mittel zur Erhöhung der Leitungssicherheit.

Über den Schutzstreifen hinaus gibt es in den deutschen Regelwerken für Erdgastransportleitungen keine Forderungen nach einem Mindestabstand z.B. zu Wohngebieten. Aufgrund konkurrierender Raumnutzung, insbesondere in Ballungsgebieten, sind Abstände von Pipelinetrassen zu Wohngebäuden von mehreren hundert Metern nicht realisierbar. Es wird deshalb für Gastransportleitungen und Rohrfernleitungen ein



besonders hoher Sicherheitsstandard durch die geltenden Regelwerke festgelegt. Dies betrifft sowohl die Festlegung besonderer zusätzlicher Maßnahmen in diesen Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis als auch die Durchführungen besonderer Prüfungen in diesen Gebieten (s.a. 5.2.1).

Für den Schutzstreifen und die Schutzstreifenbreite ergeben sich hinsichtlich des Transports von Wasserstoff keine Änderungen gegenüber dem Transport von Erdgas.

5.2.1.2 Kreuzung und Parallelführung

Zur Vermeidung der gegenseitigen Beeinflussung anderer unterirdischer Rohrleitungen und Kabel sind im DVGW-Arbeitsblatt G 463 Mindestabstände für die Kreuzung und die Parallelverlegung vorgeschrieben. Diese Mindestabstände sorgen dafür, dass ein ausreichender Abstand zwischen der Erdgastransportleitung und anderen unterirdisch verlegten Rohrleitungen, Abwasserkanälen, Kabeln etc. eingehalten wird und dadurch keine negativen Wechselwirkungen der Leitungen untereinander entstehen können.

Im Falle der SEL wird bei Parallelführung ein Regelachsabstand von mindestens 5 m zu anderen erdverlegten Leitungen vorgesehen.

Gemäß Kapitel 5.6 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 ist bei Einhaltung der genannten Mindestabstände bei Parallelverlegung eine gegenseitige Beeinflussung unabhängig vom Leitungsdurchmesser grundsätzlich nicht zu erwarten. Bei kurzen Abschnitten einer Parallelverlegung zu einer bereits bestehenden Rohrleitung außerhalb öffentlicher Verkehrsflächen werden im DVGW-Arbeitsblatt G 463 in Abhängigkeit des Durchmessers der vorhandenen Leitung Abstände von 1 m (bis DN 150), 1,5 m (DN 200 bis DN 400) bis 3,5 m (mehr als DN 900) empfohlen. Der gewählte Regelachsabstand der Parallelverlegung ist bei der SEL mit mindestens 5 m deutlich größer als der größte im DVGW-Arbeitsblatt G 463 genannte Wert.

Bei der Beurteilung der gegenseitigen Beeinflussung parallel verlegter Rohrfernleitungen sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

Bestimmungsgemäßer Betrieb:	Auswirkung der Parallelverlegung auf den kathodischen Korrosionsschutz
Verlegung/Reparatur:	Mögliche Beschädigungen der parallel liegenden neuen und/oder vorhandenen Leitungen, Beeinträchtigung der Sicherheit der parallel liegenden in Betrieb befindlichen Rohrleitung Beeinträchtigung der Schweiß- und Isolierarbeiten
Betriebsstörungen mit Produktfreisetzung:	Auswirkungen einer Produktfreisetzung an einer Leitung auf die benachbarten Rohrfernleitungen

Bezüglich der Auswirkungen eines Leitungsbruches auf benachbarte erdverlegte Leitungen sind bereits in den sechziger und siebziger Jahren des letzten Jahrhunderts zahlreiche Untersuchungen durchgeführt worden. Dabei wurde eine unterirdisch verlegte Rohrleitung DN 250 so manipuliert, dass sie bei einem Innendruck von 120 atü \approx 117,6 bar aufriss. Der Einfluss auf eine parallel verlegte Leitung mit gleichen Abmessungen im Abstand von 0,2 m, 0,4 m und 0,6 m wurde bei verschiedenen Risspositionen untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die parallel verlegte Leitung aufgrund der Druckwelle zwar verformt und eingebeult wurde, aber nicht durch Anrisse geschädigt wurde oder gar aufriss. Bei den Versuchen wurden die damals zulässigen Rohrwerkstoffe für Rohrfernleitungen gemäß DIN 17172, Ausgabe Oktober 1966 eingesetzt, die sich



hinsichtlich der mechanisch, technologischen Eigenschaften nicht wesentlich von den heute zum Bau von Rohrfernleitungen benutzten Stählen unterscheiden.

Der für die SEL gewählte Regelachsabstand von mindestens 5 m bei Parallelverlegung zu vorhandenen Rohrleitungen ist daher ausreichend groß gewählt, damit sich hinsichtlich der obengenannten Aspekte keine gegenseitigen nachteiligen Auswirkungen ergeben. Dies gilt auch für den Transport von Wasserstoff.

5.2.1.3 Abstand zu Windenergieanlagen

Eine Gefährdung der Gashochdruckleitung durch Windenergieanlagen kann ggf. durch Rotorabwurf oder durch ein Umstürzen der Windenergieanlage oder den Absturz des Generators erfolgen. Hinsichtlich der Maßnahmen zur Verhinderung eines Schadens an einer erdgedeckten Erdgasleitung im Bereich von Windenergieanlagen wird auf das Rundschreiben des DVGW G 07/15 verwiesen, welches die Einhaltung von Mindestabständen von 35 m empfiehlt.

In Kapitel 5.9 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 findet sich zusätzlich der Hinweis, dass ggf. Abstände zu Windenergieanlagen hinsichtlich der möglichen mechanischen Gefährdung der Leitung und in Bezug auf mögliche elektrische Beeinflussungen festzulegen sind. Hier sind insbesondere die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatts GW 22 zu beachten.

Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens für den PFA II ist zu klären, ob Konzentrationszonen bzw. ausgewiesene Eignungsgebiete für die Windenergiegewinnung von der Trasse tangiert werden.

Für Rohrleitungen zum Transport von Wasserstoff ergeben sich keine Änderungen hinsichtlich der Abstände zu Windenergieanlagen.

5.2.1.4 Baugrunduntersuchung, Auftriebssicherung

Die Untersuchung des Baugrunds der Rohrleitungstrasse erfolgt im Rahmen der Trassenplanung. In bekannten sensiblen Gebieten wird die Dichte der Bodenuntersuchungen erhöht. Hierdurch können Maßnahmen konzipiert werden, die eine Gefährdung der Leitung durch Bodenbewegungen weitestgehend ausschließen. Für die Erkundung des Baugrunds wird die Firma CDM Smith beauftragt.

Die Trasse der SEL ist mit Ausnahme der Variante „Nußloch-Süd“ im Planfeststellungsabschnitt II auf der gesamten Länge nicht von aktiven und ehemaligen Bergbauaktivitäten betroffen.

Im Bereich von Gewässerquerungen und Überschwemmungsgebieten, wo es eventuell zu einem Aufschwimmen der Leitung kommen kann, werden geeignete Maßnahmen zur Sicherung der Rohrleitung gegen Auftrieb vorgenommen.

5.2.1.5 Erdbebengefährdung

Ein weiterer Aspekt, der bei der Trassenwahl berücksichtigt wird, ist die mögliche Gefährdung der Erdgastransportleitung durch Erdbeben. Angaben über die Erdbebengefährdung in Deutschland sind in der DIN EN 1998-1/NA zu finden. In dieser Norm findet sich im Bild NA.1 die Darstellung der Erdbebenzonen der Bundesrepublik Deutschland. Entsprechend der potenziellen Erdbebengefährdung wird das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in die Erdbebenzonen 0 bis 3 eingeteilt. Dabei zählen die Erdbebenzonen 1 bis 3 als Gebiete geringer Seismizität, die Erdbebenzone 0 ist sogar als Gebiet sehr geringer Seismizität einzustufen.

Einzelheiten zur Beurteilung der Gefährdung von eingearbeiteten Gashochdruckleitungen durch Erdbeben in deutschen Erdbebengebieten sind in /16/ erläutert. Dort wird dargelegt, dass bei Verwendung der von Werkstoffen mit Streckgrenzen von mehr als 360 N/mm² innerhalb der Bundesrepublik Deutschland die



Grenzbelastbarkeit einer Gashochdruckleitung auch in der Erdbebenzone 3 unter der Annahme von sehr konservativen Randbedingungen nicht überschritten würde.

Die Trasse der SEL verläuft ausschließlich durch die Erdbebenzonen 0 und 1. In der Erdbebenzone 0 und außerhalb dieser Zone ist gemäß DIN EN 1998-1 keine Betrachtung der Gefährdung erforderlich.

Derzeit ist eine Novellierung der Erdbebenzoneneinteilung und der Erdbebenbetrachtung in Deutschland geplant, aber noch nicht in Kraft getreten. Die Entwürfe sehen keine Erdbebenzoneneinteilung mehr vor, sondern die Festlegung der Erdbebengefährdung mit kontinuierlichen Übergängen.

Stahlrohrleitungen sind durch die unterirdische Verlegung wenig empfindlich gegen Erdbebeneinwirkungen, da sie nicht, wie Hochhäuser, zu Eigenschwingungen angeregt werden können. Außerdem ist eine Rohrleitung aus verschweißten Stahlrohren sehr viel elastischer als ein Gebäude aus Beton oder Stein. Bisher sind in Deutschland keine Schäden an Gastransportleitungen bekannt, die durch Erdbeben verursacht sind. Diverse von uns und anderen Sachverständigen durchgeführte Abschätzungen /16/ zeigen, dass selbst in den Erdbebenzonen 2 und 3 eine unmittelbare erdbebenbedingte Beschädigung der Erdgastransportleitung bei ordnungsgemäßer Verlegung der Leitung nicht eintreten kann.

5.2.2 Konstruktion, Rohrmaterial, Berechnung, Prüfung, Sicherheitseinrichtungen, Korrosionsschutz

In den Kapiteln 5 bis 8 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 sind die grundsätzlichen Anforderungen für Planung, Konstruktion, Errichtung und Prüfung von Gashochdruckleitungen aufgeführt. Diese werden in den folgenden Kapiteln ausführlich beschrieben.

Das DVGW-Arbeitsblatt G 463 gilt für Gashochdruckleitungen, die für den Betrieb mit Gasen der 2. und 5. Gasfamilie gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 vorgesehen sind. Wasserstoff ist in die Gruppe der 5. Gasfamilie eingestuft.

5.2.2.1 Konstruktion und Sicherheitseinrichtungen

Gastransportleitungen sind gemäß Kap. 6.1 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 mindestens für den maximal zulässigen Betriebsüberdruck (MOP) auszulegen. Im Falle der SEL beträgt der Auslegungsdruck 100 bar. Auch der vorgesehene maximal zulässige Betriebsdruck MOP soll 100 bar betragen.

Besondere Sicherheitseinrichtungen wie z.B. Sicherheitsabsperrentile (SAV) der Erdgastransportleitung sprechen bei Erreichen des MOP an und sorgen dafür, dass der MOP um nicht mehr als 10% überschritten wird und somit keine unzulässigen Betriebszustände auftreten.

Die Gasfernleitung SEL ist gemäß Kap. 6.1 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 so konstruiert, dass sie mit Molchen z.B. für spätere Integritätsprüfungen befahren werden kann. Mit sogenannten intelligenten Prüfmolchen können die Erdgasleitungen während des Betriebs auf geometrische Verformungen wie z.B. Beulen, mögliche Korrosionsstellen und andere Wanddickenschwächungen untersucht werden.

In regelmäßigen Abständen werden fernbetätigte Absperrarmaturen in die Gastransportleitung eingebaut, mit denen die Austrittsmengen im Schadensfall reduziert werden können. Für die SEL sind insgesamt 21 Absperrstationen geplant. Der Abstand zwischen diesen Stationen beträgt im Mittel ca. 12,1 km und entspricht somit den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 463.

Bezüglich der Konstruktion und der Sicherheitseinrichtungen sind für Wasserstoff keine besonderen Anforderungen zu stellen.

5.2.2.2 Rohrmaterial, Berechnung, Prüfung

Die Anforderungen für Rohre, Rohrbögen und sonstige Rohrleitungsteile, aus denen die Gasleitung gebaut wird, sind unter Kap. 6.2 bis 6.6 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 genannt. Diese Anforderungen gelten auch für das Fördermedium Wasserstoff und unterscheiden sich nicht von anderen Anforderungen an Rohrfernleitungen zum Transport von Wasserstoff, wie z.B. der TRFL.

Für Rohre und Rohrbögen dürfen demnach nur besonders verformungsfähige (zähe) Werkstoffe mit definierter Zusammensetzung und festgelegten mechanischen Eigenschaften verwendet werden. Diese Eigenschaften sind für Stahlrohre in der DIN EN ISO 3183, Anhang A, den technischen Lieferbedingungen für Stahlrohre für brennbare Medien, festgelegt. Die zum Einsatz kommenden Werkstoffe für Rohre, Rohrbögen und sonstige Komponenten haben sich seit vielen Jahrzehnten im Rohrleitungsbau bewährt. Bei der SEL kommt als Werkstoff für Rohre und Rohrbögen ein L415ME / NE gemäß DIN EN ISO 3183, Anhang A zum Einsatz. Dieser Werkstoff zeichnet sich durch eine hohe Festigkeit bei gleichzeitig sehr guter Zähigkeit aus.

Unter bestimmten Bedingungen (z.B. bei dem Vorliegen sehr scharfkantiger Fehler an der Rohrrinnenoberfläche) und dem gleichzeitigen Auftreten von Drucklastwechseln kann es bei Stählen unter Betrieb von Wasserstoff zu einem – z.B. gegenüber Erdgas oder inertem Gas – erhöhten Risswachstum kommen. Im Anhang C des DVGW-Arbeitsblatts G 463 vom Oktober 2021 ist grundsätzlich bei Betrieb mit Wasserstoff mittels bruchmechanischer Rissfortschrittsberechnungen der Nachweis zu führen, dass der Betrieb mit dem Medium Wasserstoff nicht zu kritischen Rissgrößen führen kann.

Aktuell führt der DVGW ein Forschungsprojekt zur systematischen Ermittlung bruchmechanischer Kennwerte gängiger aktueller und alter Pipelinewerkstoffe durch. Die Veröffentlichung des Abschlussberichts erfolgt Anfang 2023. In einem weiteren Projektkreis beim DVGW wird ein bruchmechanisches Bewertungskonzept für Wasserstofftransportleitungen erarbeitet. Das bruchmechanische Bewertungskonzept wird voraussichtlich im Frühjahr 2023 vorliegen. Nach Abschluss dieser beiden DVGW-Projektkreise liegt ein schlüssiges und allgemein akzeptiertes Verfahren zur Bewertung von Pipeline-Werkstoffen für Wasserstofftransportleitungen vor. Nach derzeitigem Stand der Forschungsprojekte ist nicht zu erwarten, dass der Werkstoff L415ME / NE nicht für den Einsatz mit Wasserstoff geeignet sein könnte. Erste Ergebnisse der bruchmechanischen Untersuchungen mit dem Werkstoff L415 zeigen im Vergleich zum Werkstoff X52 (vergleichbar mit dem Werkstoff L360) kein signifikant anderes Risswachstum.

Hinsichtlich der Eignung des Werkstoffs L485ME für Wasserstofftransportleitungen verweisen wir auf das separate Gutachten des TÜV SÜD vom 19.01.2023.

Die Herstellerfirmen von Rohren, Rohrbögen und sonstigen Bauteilen müssen besondere Qualifikationen nachweisen und werden regelmäßig durch unabhängige Sachverständige überprüft.

Auch die Berechnungsgleichungen zur Bestimmung der Wanddicke der Rohre und Rohrkomponenten sind seit Jahrzehnten bewährt. Die Auslegung der Erdgastransportleitung für den Auslegungsdruck von 100 bar erfolgt gemäß den Vorgaben der DIN EN 1594 und des DVGW-Arbeitsblattes G 463. Alle Berechnungen werden durch unabhängige Sachverständige im Rahmen des Anzeigeverfahrens nach GasHdRLtgV überprüft.



Bei der Berechnung der Wanddicken wird gemäß den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G 463 ein Sicherheitsbeiwert S^2 von 1,6 verwendet. Der Sicherheitsbeiwert von 1,6 bedeutet, dass die Wanddicke der Leitung um 60% dicker ist als dies für den Auslegungsdruck erforderlich wäre. Konkret bedeutet das für die Erdgasfernleitung SEL, dass die Wanddicke so groß ist, dass die Leitung einen Druck von mindestens 160 bar aushält, obwohl der Auslegungsdruck 100 bar beträgt. Der bei der SEL gewählte Sicherheitsbeiwert beträgt aufgrund der Nominalwanddicke der Rohre von 24,5 mm 1,6 und erfüllt den gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 463 geforderten Sicherheitsbeiwert.

In der Europäischen Norm für Erdgastransportleitungen, der DIN EN 1594, ist lediglich ein Sicherheitsbeiwert von mindestens 1,39 vorgeschrieben. Der in Deutschland anzuwendende Sicherheitsbeiwert ist also erheblich höher, was dazu führt, dass die Rohre eine größere Wanddicke haben, wodurch später auftretende Zusatzbeanspruchungen unbeschadet aufgenommen werden können und ein höherer Widerstand gegen mechanische Beschädigung und auch gegen Korrosion gegeben ist. Die Gefahr einer Beschädigung von Rohrleitungen mit größeren Wanddicken ist deutlich verringert (vgl. 3.2).

Die für Erdgastransportleitungen zulässigen Rohre und Rohrleitungsteile werden schon im Herstellerwerk umfangreichen zerstörenden Prüfungen zur Ermittlung der Materialeigenschaften und zerstörungsfreien Prüfungen zur Feststellung der Fehlerfreiheit unterzogen. Die Anforderungen sind in der DIN EN ISO 3183, Anhang A festgelegt. Die Prüfungen werden durch einen unabhängigen Sachverständigen begleitet und in einem Abnahmeprüfzeugnis bescheinigt.

5.2.2.3 Korrosionsschutz

Wie in Kapitel 5.12 des DVGW-Arbeitsblattes G 463 festgelegt, müssen Gasleitungen einen den zu erwartenden mechanischen und anderen korrosiven Beanspruchungen entsprechenden Korrosionsschutz erhalten. Der Korrosionsschutz für Erdgasleitungen ist immer zweistufig aufgebaut und besteht aus einem passiven Schutz durch eine widerstandsfähige Kunststoffumhüllung aus PE (Polyethylen) oder, bei größerer Beanspruchung, PP (Polypropylen), die fest auf der Rohraußenwand verklebt ist und einem aktiven Korrosionsschutz mit Fremdstrom (kathodischer Korrosionsschutz), damit eventuelle kleinste Fehler in der Rohrumhüllung nicht zu Korrosionsschäden führen. Bei besonders beanspruchten Leitungsbauwerken wie z.B. Durchpressungen oder Horizontalbohrungen (HDD – Horizontal Directional Drilling) wird das Rohr zusätzlich zur Kunststoffumhüllung mit GFK-Binden umwickelt. Diese zusätzliche GFK-Umhüllung hält auch härtesten Belastungen stand.

Gemäß dem uns vorliegenden Korrosionsschutzkonzept für die SEL wird der gesamte, ca. 254 km lange Leitungsabschnitt, mit einem kathodischen Korrosionsschutzsystems versehen. Eine Grobplanung wurde bereits durch die Stadtwerke München vorgenommen. Dabei wurden mögliche Hochspannungsbeeinflussungen durch Hochspannungsfreileitungen und Bahnstromleitungen aber noch nicht untersucht. Da die SEL auf längeren Strecken bis zu 23 km parallel zu Hochspannungsleitungen verläuft, ist die Hochspannungsbeeinflussung in jedem Fall zu untersuchen und es sind ggf. konkret vorzusehende Gegenmaßnahmen im Detail festzulegen.

Längere Leitungsabschnitte mit Parallelführung zu Hochspannungsfreileitungen sind auf den ersten 186 km der Trasse immer wieder anzutreffen. Hier sind ggf. Maßnahmen zur Verhinderung von Hochspannungsbeeinflussungen zu ergreifen. Die Beeinflussung der SEL durch parallel verlaufenden

2

In der DIN EN 1594 wird für die Berechnung anstelle des Sicherheitsbeiwerts S , dessen Kehrwert, der Nutzungsgrad f_0 verwendet.



Hochspannungsfreileitungen ist noch zu bewerten. Im restlichen Leitungsverlauf ab etwa km 186 erfolgt keine Parallelführung mit Hochspannungsfreileitungen und Bahnstromleitungen, dort sind keine Hochspannungsbeeinflussungen zu befürchten.

Der endgültige Nachweis der Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzsystems einschließlich der Erdungsanlagen erfolgt nach einer ausreichenden Polarisationszeit (ca. 1 Jahr). Die laufende Überwachung des KKS-Systems erfolgt durch regelmäßige Überprüfung der Schutzstromspeiseanlagen und Überwachungsmessungen des Schutzpotentials. Die geplante kathodische Korrosionsschutzanlage der SEL entspricht dem aktuellen Stand der Technik.

Da das Erdgas vor der Einspeisung in die Transportnetze getrocknet wird, ist ein Schutz gegen Innenkorrosion bei Erdgastransportleitungen nicht erforderlich. Dies gilt auch bei einem späteren Betrieb mit Wasserstoff. Bei trockenen Gasen kann es nicht zu Korrosionserscheinungen auf der Rohrrinnenseite kommen. Dies gilt auch für den ggf. zukünftig transportierten Wasserstoff.

5.2.3 Bauausführung – Rohrdeckung, Schweißnähte, Dokumentation, Prüfungen, Kennzeichnung

Anforderungen an die Bauausführung von Gasleitungen sind unter Kapitel 6 des DVGW-Arbeitsblatts G 463 beschrieben. Hier ist unter den Kapiteln 5.4 und 7.2 beispielsweise festgelegt, dass die Mindestrohrüberdeckung 1 m betragen muss. Für die SEL ist eine erhöhte Regelüberdeckung von 1,2 m vorgesehen, was nachweislich dazu führt, dass die Rohrleitung durch äußere Einwirkungen weniger gefährdet ist (vgl. 3.2).

Gemäß Kapitel 7.4 des DVGW-Arbeitsblatts G 463 werden die Rohre und sonstigen Rohrleitungsteile wie Rohrbögen, Armaturen, Flansche durch Schweißverbindungen verbunden. Die schweißtechnischen Anforderungen sowie die Anforderungen an die Prüfung und Bewertung der Schweißnähte wurden in einem eigenen DVGW-Arbeitsblatt (GW 350) festgelegt. Danach dürfen die Schweißarbeiten nur von besonders qualifizierten Unternehmen mit geprüften Schweißern durchgeführt werden. Zur Überprüfung der Schweißnahtqualität werden Testnähte aus der Rohrleitung entnommen, die zerstörend geprüft werden und darüber hinaus alle Schweißnähte mit Röntgenstrahlen (RT – Radiographic Testing) oder mittels Ultraschall (UT – Ultrasonic Testing) auf Fehler geprüft. Aufgrund der Rohrwanddicke wird bei der SEL vorwiegend die Ultraschallprüfung zum Einsatz kommen. Die Überprüfung der Schweißnähte erfolgt nach dem Mehraugenprinzip durch die Fachfirma, die Bauaufsicht und durch den unabhängigen Sachverständigen. Hierdurch kann eine hohe Qualität der auf der Baustelle gefertigten Schweißnähte gewährleistet werden. Durch die 100%ige zerstörungsfreie Prüfung der Schweißnähte erreicht die SEL auch in diesem Punkt ein sehr hohes technisches Sicherheitsniveau.

Angaben über die eingebauten Rohre und Rohrleitungsteile, die Prüfung der Schweißnähte, die eingesetzten Schweißer, die erforderlichen Zulassungen der Unternehmer, des Schweiß-, Prüf- und Umhüllungspersonals und vieles mehr werden in einer technischen Dokumentation festgehalten, damit eine einwandfreie Rückverfolgbarkeit gewährleistet ist.

Nach Fertigstellung der Rohrumhüllung und nochmals, unmittelbar vor dem Absenken der Rohrleitung in den Rohrgraben wird die Rohrumhüllung mit Hochspannung auf Fehlerfreiheit getestet. Zusätzlich wird durch die Bauaufsicht und durch den Sachverständigen kontrolliert, ob die Rohrgrabensohle frei von Steinen oder sonstigen Fremdkörpern ist und dann die Leitung mit steinfreiem Verfüllmaterial umgeben, es sei denn, es wird mit Faserzement ummanteltes Rohr eingesetzt.

Hinsichtlich der Nutzung der SEL für den Transport von Wasserstoff ergeben sich bezüglich der Rohrdeckung, der Schweißnähte sowie des Prüfumfanges keine zusätzlichen Anforderungen.



5.2.4 Druckprüfung

Nach der Verlegung und vor der Inbetriebnahme wird die Gastransportleitung einer Wasserdruckprüfung unterzogen. Die Wasserdruckprüfung ist eine integrale Prüfung der Rohrleitung, mit der festgestellt werden kann, ob die Leitung fachgerecht konstruiert, verlegt und geprüft worden ist. Die Prüfung wird bei der SEL aufgrund des Betriebsdrucks, der Länge und des Durchmessers gemäß der Empfehlung des DVGW-Arbeitsblatts G 463 als sogenannte Stressdruckprüfung durchgeführt.

Bei der Stressdruckprüfung werden die Rohre und Rohrbögen bis an ihre tatsächliche Streckgrenze belastet. Der bei der Stressdruckprüfung erreichte Prüfdruck stellt den höchstmöglichen Druck dar, der bei einer Druckprüfung erreicht werden kann, ohne die Rohrleitung zu schädigen. Hierdurch können auch kleine Fehler in der Rohrwand festgestellt und eliminiert werden, darüber hinaus werden durch die Stressdruckprüfung Formabweichungen und Spannungen in der Rohrleitung abgebaut, was zu einer Verringerung der Spannungen im späteren Betriebszustand führt.

Nach der Druckprüfung wird die Leitung mit einem Geometriemolch auf eventuelle Verformungen wie z.B. Ovalitäten, Beulen, Knicke untersucht. Eine Inbetriebnahme kann nur nach dem Nachweis der Beulenefreiheit erfolgen. Auch dies wird durch einen unabhängigen Sachverständigen überprüft und bestätigt.

Nach der erfolgreich absolvierten Druckprüfung und der Molchuntersuchung wird das Wasser aus der Rohrleitung entfernt. Dazu wird das Wasser mit Scheibenmolchen und/oder Schaumstoffmolchen aus der Leitung gedrückt. Die noch in der Rohrleitung verbliebene Restfeuchte wird durch das Durchblasen mit trockener Luft entfernt. Die ausreichende Trockenheit der Rohrwand wird durch eine Taupunktmessung gewährleistet.

Auch hinsichtlich der Druckprüfung ergeben sich bei der Nutzung der SEL für den Wasserstofftransport keine anderen Anforderungen. Es werden hier bereits für den Erdgastransport die höchsten technisch machbaren Anforderungen an die Druckprüfung (Stressdruckprüfung) umgesetzt.

5.2.5 Betrieb

Der Betrieb von Erdgastransportleitungen erfolgt gemäß § 4 der GasHDrLtgV von einer ständig besetzten Dispatchingzentrale aus. In dieser Dispatchingzentrale werden alle relevanten Betriebsgrößen, wie Drücke und Durchflüsse angezeigt und ständig überwacht. Die Dispatchingzentrale ist über entsprechende Kommunikationseinrichtungen jederzeit erreichbar.

Wesentliche Betriebsvorgänge, die laufende Überwachung und Instandhaltung der Leitung werden dokumentiert.

Zur Beseitigung von Störungen und zur Schadensbekämpfung wird ein ständig erreichbarer Bereitschaftsdienst eingerichtet. Dieser Bereitschaftsdienst verfügt über ausreichend geeignetes Personal, Fahrzeuge und Werkzeuge, um Folgeschäden zu verhindern oder zu beseitigen und notwendige Reparaturen sofort vornehmen zu können. Der Bereitschaftsdienst wird durch andere Gasnetzbetreiber unterstützt.

Die Gashochdruckleitung wird mindestens alle 4 Wochen befliegen, in bebauten Gebieten erfolgt zusätzlich alle zwei Monate eine Begehung der Leitungstrasse. Einmal jährlich wird eine Dichtheitsprüfung nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 465-1 unter Verwendung von Gasspürgeräten durchgeführt. Hierdurch kann gewährleistet werden, dass in bebauten Gebieten Leckagen festgestellt werden können, bevor es zu einer Gefährdung kommt. Darüber hinaus werden Veränderungen in der Umgebung der Gastransportleitung festgestellt, wie z.B. Bauarbeiten, Grabungen, und es können umgehend Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Da die SEL zunächst für den Erdgastransport genutzt wird, ist für die spätere Umstellung des Betriebs auf Wasserstoff das DVGW-Merkblatt G 409 anzuwenden. Dieses sieht vor, dass bei Nutzung von



Gashochdruckleitungen für den Transport von Wasserstoff die während des Betriebs mit Wasserstoff auftretenden Druckänderungen aufzuzeichnen und für eine Lebensdauerberechnung zu verwenden sind. Weitere zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Wasserstoffleitungen sieht das DVGW-Regelwerk nicht vor.

5.2.6 Integrität

Gemäß den Anforderungen der GasHDrLtgV muss der Gasleitungsnetzbetreiber über ein Integritätsmanagementsystem verfügen. Die terranets bw GmbH verfügt über ein Integritätsmanagementsystem, welches an die in der DIN EN 16 348 beschriebene Vorgehensweise angelehnt ist. In Abhängigkeit von den technischen Daten der Gasleitung (Baujahr, Umhüllung, Rohrart), der Auslegung/Auslastung der Leitung, den Betriebsbedingungen, der Bewertung des Korrosionsschutzes und der Feststellungen bei Inspektionen wird für jede Leitung eine individuelle Integritätsbewertung vorgenommen und ggf. weitere Inspektionsmaßnahmen wie z.B. Untersuchung mit Inspektionsmolchen festgelegt. Mit Hilfe eines Datenbanksystems (LIT-Datenbank) werden die Zustandsdaten gesammelt und weiterverarbeitet. Hierdurch können gezielte Instandhaltungsmaßnahmen ergriffen werden, um dauerhaft einen sicheren Betrieb der Gashochdruckleitung zu gewährleisten. Neu hinzukommende Gasleitungen, wie die SEL werden in das oben beschriebene Integritätsmanagementsystem integriert.

Die zuvor beschriebenen Maßnahmen gelten unverändert auch für den Betrieb der Leitung mit Wasserstoff. Hier sind zusätzlich die Maßnahmen zum Monitoring der Druckänderungen (s.a. 5.2.5) in das Integritätsmanagementsystem zu integrieren.

5.3 Schadensfall-Betrachtung

Aus den vorliegenden Schadensstatistiken für Rohrleitungen (vgl. Kapitel 3.2) ist ersichtlich, dass die Hauptursache für Unfälle die Einwirkung von außen mit ca. 27% aller Schäden ist. Diese Beschädigungen können auch zu Unfällen mit größeren Auswirkungen führen.

Wie bereits in Kapitel 3.2 dargelegt, ist eine Beschädigung der SEL durch äußere Einwirkungen aufgrund der Außendurchmesser von 1220 mm / 1016 mm, Nominalwanddicken von 24,5 mm und 20,6 mm sowie einer Regelüberdeckung von 1,2 m allerdings praktisch auszuschließen. Dennoch haben wir zur Ermittlung und Bewertung der Gefahren infolge eines Gasaustritts verschiedene Berechnungen durchgeführt, deren Ergebnisse nachfolgend zusammengefasst sind.

Für die Berechnungen wird unterstellt, dass die Leitung durch äußere Einwirkung beschädigt wird. Aufgrund der großen Wanddicke der Rohrleitung ist eine Beschädigung durch landwirtschaftliche Tätigkeiten oder übliche Bautätigkeiten (z. B. Bagger) auszuschließen, jedoch können Beschädigungen durch spezielle Tätigkeiten (z. B. Bohrungen) nicht vollständig ausgeschlossen werden. Konservativ wird eine Leckgröße mit einer Austrittsfläche von 4 cm x 5 cm angenommen, die abdeckend für mögliche Beschädigungen durch Tätigkeiten im Umfeld der Leitung ist. Diese Leckgröße ist aufgrund der unter Kapitel 5.2.1 bis 5.2.6 beschriebenen Maßnahmen als worst-case-Betrachtung zu sehen. Der Betriebsdruck der Leitung soll voraussichtlich 100 bar betragen, daher wurde alle Berechnungen abdeckend für einen Betriebsdruck von 100 bar durchgeführt. Konservativ wurde angenommen, dass der Ausströmwinkel 45° beträgt und eine Windgeschwindigkeit von 8 m/s herrscht.

Das Auftreten größerer Leckagen ist aufgrund der getroffenen Gegenmaßnahmen sowie in Übereinstimmung mit der Feststellung im EGIG-Report (siehe Kap.3.2.1), dass bei Leitungen mit einer Wanddicke von mehr als 15 mm in den letzten 50 Jahren keine Schäden mit Gasaustritt aufgetreten sind, als praktisch ausgeschlossen einzustufen und wird deshalb nicht untersucht.



Gemäß uns vorliegenden Sicherheitsdatenblättern ist Wasserstoff hochentzündlich (H-Sätze H 220 und H 280), farb- und geruchlos und nicht als wassergefährdender Stoff eingestuft. Diesbezüglich ergeben sich gegenüber dem Fördermedium Erdgas keine wesentlichen Unterschiede.

Die Zündgrenzen von Wasserstoff liegen zwischen 4 und 77 Vol. % in Luft (Erdgas: 4 bis 17 Vol. %), die Zündtemperatur beträgt 560°C (Erdgas: 575°C bis 640 °C). Die relative Dichte zu Luft beträgt im gasförmigen Zustand 0,07 (Erdgas 0,55 bis 0,75), Wasserstoff ist somit erheblich leichter als Luft und auch erheblich leichter als Erdgas. Während die Zündtemperatur in gleicher Größenordnung liegt wie bei Erdgas, weist Wasserstoff hinsichtlich der Konzentration einen sehr breiten Zündbereich auf.

Bei der angenommenen Austrittsfläche von 20 cm² und einem Betriebsdruck von 100 bar beträgt der Freisetzungsmassenstrom bei Erdgas 22,7 kg/s. Bei Wasserstoff beträgt der Freisetzungsmassenstrom aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff nur 12,1 kg/s. In beiden Fällen bildet sich mit einem Austrittswinkel von 45° ein Freistrahls aus, in dem durch Lufteinmischung die Gaskonzentration in den Bereich der Explosionsgrenzen (UEG / OEG) verdünnt wird. Die Berechnung des Freistrahls mit einem Austrittswinkel von 45° und einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s mit der Begrenzung der Isokonzentrationslinie von 4 Vol% entsprechend der unteren Explosionsgrenzen von Erdgas und Wasserstoff ergibt für Erdgas eine Höhe von ca. 17 m und eine maximale Breite von ca. 10 m in einer Höhe von 6 m über dem Boden. In Bodennähe beträgt die Breite lediglich etwa 2,5 m. Für Wasserstoff betragen die Werte aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff ca. 37 m für die Höhe und ca. 13 m für die Breite in ca. 6 m Höhe und ca. 4 m in Bodennähe. Außerhalb dieser Bereiche tritt keine explosionsfähige Atmosphäre auf.

Die Bereiche mit explosionsfähiger Atmosphäre nach einem Gasaustritt unterscheiden sich somit in Bodennähe bei Wasserstoff und Erdgas nicht wesentlich. Aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff wird auch in einer Höhe von mehr als 25 m noch explosionsfähige Atmosphäre entstehen.

Nach /2/, /14/ und /21/ ist die Wahrscheinlichkeit für die Zündung des austretenden Erdgases von der Leckgröße und den Umgebungsbedingungen abhängig. Sie beträgt im Falle einer sehr großen Leckage für Leitungsdurchmesser von mehr als 400 mm etwa 42 %. Für kleinere Leckagen beträgt die Wahrscheinlichkeit für eine Zündung lediglich 2,2 %. Für Wasserstoff gibt es keine vergleichbaren Statistiken. Die Zündwahrscheinlichkeit ist aber aufgrund des breiteren Zündbereichs und der sehr niedrigen Zündenergie größer als bei Erdgas.

Wir haben deshalb für die berechneten Fälle konservativ angenommen, dass es zu einem Brand und zur Explosion kommt. Für die nachfolgende Betrachtung der Auswirkungen eines Freistrahls-Feuers und einer Explosion werden die in den Störfallbetrachtungen gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz üblichen Grenzwerte einer Strahlungsbelastung von 1,6 kW/m² und eines Spitzenüberdrucks von 100 mbar verwendet. Die Strahlungsbelastung von 1,6 kW/m² stellt für den Menschen die Grenze für den Beginn nachteiliger Auswirkung dar. Die maximale Sonneneinstrahlung auf der Erdoberfläche beträgt zum Vergleich 1,3 kW/m². Die Schmerzgrenze für den Menschen wird bei einer Strahlungsbelastung von 3 kW/m² nach einer Zeit von 30 Sekunden erreicht. Ein Spitzenüberdruck von 100 mbar kann zur Zerstörung gemauerter Wände führen, unmittelbare Personenschäden treten nicht ein.

Bei einer Entzündung des berechneten Freistrahls wird für Erdgas eine Strahlungsbelastung von 1,6 kW/m² in einer seitlichen Entfernung von ca. 80 m in Bodenhöhe unterschritten. Bei Wasserstoff ist dies in einer seitlichen Entfernung von ca. 45 m der Fall.

Die Explosionsauswirkungen bei Zündung des Freistrahls sind sowohl bei Erdgas als auch bei Wasserstoff vergleichsweise gering. Ein maximaler Explosionsüberdruck von 100 mbar wird in beiden Fällen nur im unmittelbaren Umfeld des Freistrahls (< 10 m) überschritten.



Die Auswirkungen der angenommenen Leckage sind örtlich sehr begrenzt und führen nur im unmittelbaren Nahbereich der Leckstelle zu negativen Auswirkungen. Aufgrund der Trassenwahl existieren nur wenige, sehr kurze Leitungsabschnitte, mit Wohnbebauung, in denen die unterstellte Leckage zu negativen Auswirkungen führen kann.

Im Leckagefall werden schnellstmöglich Maßnahmen gemäß dem Notfall-Handbuch des terranets bw ergriffen. Diese sind im Einzelnen im Kapitel 5.5 beschrieben.

5.4 Systematische Gefahrenbetrachtung

Im Anhang 1 haben wir für die SEL eine systematische Gefahrenbetrachtung durchgeführt, in der die mögliche Gefahren für die Erdgastransportleitung berücksichtigt und die konkret realisierten Gegenmaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit bewertet werden. Diese Gefahrenbetrachtung gilt ohne Änderung auch für den Transport von Wasserstoff.

In die systematische Gefahrenbetrachtung sind die aus den Schadensstatistiken der EGIG ermittelten Hauptschadensursachen eingeflossen.

- Mechanisches Versagen
 - Herstellungsfehler
 - Materialfehler

- Betrieblich bedingtes Versagen
 - Betriebsstörung
 - Fehlbedienung

- Korrosion
 - Äußere Korrosion
 - Innere Korrosion
 - Spannungsrisskorrosion

- Erdbewegungen, Naturkatastrophen
 - Bodensenkungen / Erdbeben / Erdbeben
 - Überflutung
 - Andere

- Beschädigung durch Dritte
 - Versehentlich, Leck unmittelbar
 - Vorsätzlich, Leck unmittelbar
 - Leck als Folgeschaden aus Beschädigung durch Dritte (z.B. Beule)

- Beschädigung durch umgebungsbedingte Faktoren
 - Windenergieanlagen
 - Flugzeuge



Die möglichen Schadensursachen wurden hinsichtlich der getroffenen Gegenmaßnahmen, die bereits durch das DVGW-Regelwerk vorgeschrieben sind bzw. zusätzlich bei der SEL angewendet werden, bewertet.

Im Ergebnis zeigt die Gefahrenbetrachtung, dass die SEL aufgrund der technischen Parameter, der vorherrschenden äußeren Bedingungen und der Maßnahmen gemäß den geltenden technischen Regeln sowie der darüber hinaus gehenden Maßnahmen einen sehr hohen sicherheitstechnischen Standard aufweist und dadurch ein sicherer Betrieb mit Erdgas und auch mit Wasserstoff gewährleistet ist.

5.5 Alarm- und Gefahrenabwehrplanung

Trotz des in den vorangegangenen Kapiteln dargelegten hohen Sicherheitsstandards ist zum Betrieb der SEL Vorsorge getroffen, um im Falle eines „Dennoch-Szenarios“ das potentielle Schadensausmaß zu minimieren.

Vor Inbetriebnahme wird die SEL in den bestehenden Alarmplan der terranets bw integriert. Dieser ist Bestandteil Notfall-Handbuchs der terranets bw und sieht gemäß den Vorgaben in den geltenden Gesetzen und Verordnungen Regelungen bzw. Handlungsanweisungen zu folgenden Sachverhalten vor:

- Regelungen zu Kommunikations- und Meldewegen im Falle einer Betriebsstörung oder eines Schadensereignisses (Bereitschaftsdienst, öffentliche Stellen wie Polizei und Feuerwehr)
- Handlungsanweisungen, wie im Falle einer Betriebsstörung oder eines Schadensereignisses vorzugehen ist (z. B. Druckabsenkung in der Leitung, gezieltes Absperrern oder Entleeren von Anlagenteilen bzw. Rohrleitungsabschnitten)

Darüber hinaus ist im Notfall-Handbuch der terranets bw festgelegt, welches Personal und welche Geräte zur Schadensminderung erforderlich sind und wo diese bereitgehalten werden. Auch die Zusammenarbeit mit öffentlichen Stellen wie Polizei und Feuerwehr wird im Alarmplan geregelt, um den größtmöglichen Schutz der Bevölkerung und der Umwelt zu gewährleisten.

6 Fazit

Mit Pipelines können große Energiemengen sicher, umweltschonend und wirtschaftlich über lange Strecken transportiert werden. Dabei schneiden Pipelines im Vergleich mit anderen Transportmitteln wie Straßentankwagen, Eisenbahnen und Schiffe bei der Anzahl der Unfälle mit großem Abstand am besten ab. Dies wird durch verschiedenste Schadensstatistiken wie z.B. der EGIG und des DVGW seit Anfang der 70er Jahre belegt und auch durch andere Studien, wie z.B. den BAM-Forschungsbericht bestätigt.

Die große Transportsicherheit und hohe Verfügbarkeit bei Pipelines wird durch hohe Sicherheitsstandards sowohl bei Planung und Trassenwahl als auch bei Bau und Betrieb erreicht. So kommen nur Einzelteile zum Einsatz, die hinsichtlich ihrer Eignung und Zuverlässigkeit besonderen Anforderungen genügen. Es werden besondere Schutzvorkehrungen und Sicherheitseinrichtungen zum Erkennen und Verhindern von Störungen und zur Begrenzung des Schadensausmaßes eingesetzt. Weiterhin werden Pipelines hinsichtlich ihres Zustands und ihrer Dichtheit regelmäßig besonders überwacht. Darüber hinaus erfolgen Prüfungen durch Eigen- und Fremdüberwachung zur dauerhaften Sicherung der Funktionsfähigkeit und des Zustands.

Die jahrzehntelangen Erfahrungen über die Eigenschaften und das Verhalten von Gastransportleitungen sind Bestandteil der aktuell geltenden Regelwerke für die Konstruktion, den Bau und den Betrieb von Erdgastransportleitungen und zukünftig auch für Wasserstofftransportleitungen. Bei konsequenter Anwendung der in Deutschland geltenden technischen Regeln für Gashochdruckleitungen kann grundsätzlich ein sicherer Betrieb der Transportleitungen für Erdgas und Wasserstoff garantiert werden.



Industrie Service

Dies gilt auch für die geplante SEL der terranets bw, was wir anhand einer systematischen Gefahrenbetrachtung überprüft haben. Die systematische Betrachtung der möglichen Gefahren zeigt, dass die gemäß dem geltenden Regelwerk vorgesehenen sowie die darüber hinaus gehenden Maßnahmen einen dauerhaft sicheren Betrieb der SEL gewährleisten.

Durch die für die Dauer des Betriebs der SEL festgelegten Maßnahmen kann die Integrität der Rohrleitung dauerhaft garantiert werden und die Wahrscheinlichkeit für eine mögliche Beschädigung durch äußere Einwirkungen praktisch ausgeschlossen werden.

Essen, den 20.01.2023



A handwritten signature in blue ink that reads 'Engel'.

Der Sachverständige^{*)}

(Dipl.-Ing. Christian Engel)

^{*)} der akkreditierten Inspektionsstelle Typ A (Urkunde D-IS-14153-02-05), anerkannt gem. § 11 Abs. 1 GasHDrLtgV durch die Bezirksregierung Arnsberg Az. 66.III/B-47-10-115/15 vom 19.01.2021



Industrie Service

7 Abkürzungen

DVGW	-	Deutscher Verein der Gas- und Wasserfaches
EGIG	-	European Gas Pipeline Incident Data Group
CONCAWE	-	Conservation of clean air and water in Europe
HDD	-	Horizontal Directional Drilling (Horizontalbohrung)
EnWG	-	Energiewirtschaftsgesetz
UVPG	-	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
GasHDrLtgV	-	Verordnung über Gashochdruckleitungen
VdTÜV	-	Verband der TÜV e.V. (TÜV-Verband)
QRA	-	Quantitative Risk Analysis
DP	-	Design Pressure (Auslegungsdruck)
MOP	-	Maximum Operating Pressure (Maximal zulässiger Betriebsüberdruck)
PE	-	Poly-Ethylen
PP	-	Poly-Propylen
GFK	-	Glasfaserverstärkter-Kunststoff
RT	-	Radiographic Testing (Durchstrahlungsprüfung)
TRFL	-	Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen
UT	-	Ultrasonic Testing (Ultraschallprüfung)
UEG	-	Untere Explosionsgrenze
OEG	-	Obere Explosionsgrenze