

**Beitrag zur differenzierten sicherheitstechnischen Bewertung und
Gestaltung moderner Rohrfernleitungsanlagen auf der Grundlage eines
spezifischen Risikokonzeptes**

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigt durch die

Mathematisch-Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät
(Ingenieurwissenschaftlicher Bereich)
der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg

von Herrn Dipl.-Ing. Jörg Przygodda

geb. am 12.12.1967 in Altenburg

Dekan der Fakultät: Prof. Dr. Dr. rer. nat. habil. H. Pöllmann

Gutachter:

1. Prof. Dr.-Ing. L. Friedel
2. Prof. Dr. rer. nat. B. Reimer
3. Prof. Dr.-Ing. habil. H. Schuster

Halle (Saale), 23.04.2003

urn:nbn:de:gbv:3-000004970

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=nbn%3Ade%3Agbv%3A3-000004970>]

Inhaltsverzeichnis

0.	Einleitung	1
1.	Problemstellung und Ziel der Arbeit.....	2
1.1	Problemstellung	2
1.2	Ziel und Vorgehensweise	5
1.3	Abgrenzung des Untersuchungsrahmens	7
2.	Stand des Wissens bei der sicherheitstechnischen Gestaltung und Bewertung von Fernleitungsanlagen	9
2.1	Anforderungen aus Verordnungen und Technischen Regeln.....	9
2.2	Stand der Technik bei sicherheitstechnischen Maßnahmen.....	9
2.3	Sicherheitstechnische Bewertungsmethoden	14
3.	Sicherheitstechnische Analyse der Pipelineanlage.....	16
3.1	Untersuchungen zur Gefährdungsbildung.....	16
3.2	Analyse und Charakterisierung des Stoffsystems	17
3.3	Ermittlung von Schadensursachen.....	19
3.4	Sicherheitsbezogene Bewertung der Schadensursachen.....	21
3.4.1	Mechanische Fehler	21
3.4.2	Korrosion	22
3.4.3	Einwirkungen Dritter.....	25
3.4.4	Betriebliche Fehler.....	26
3.4.5	Bodenbewegungen.....	29
4.	Konzept zur Risikoanalyse von Pipelineanlagen.....	30
4.1	Vorgehensweise	30
4.2	Risikoklassifizierung der Pipelineabschnitte	31
4.2.1	Grundsätzliche Vorgehensweise	31
4.2.2	Risikoparameter zur Bestimmung der Leckagewahrscheinlichkeit	32
4.2.2.1	Festlegung von Bewertungsvariablen	32
4.2.2.2	Wertigkeitsfaktor η_{vi}	33
4.2.2.3	Wichtung der Bewertungsvariablen mit Hilfe von Bewertungskriterien.....	33
4.2.2.4	Berechnung der Risikoparameter.....	34
4.2.2.5	Ermittlung der Leckagewahrscheinlichkeit R_{Leck}	39
4.2.3	Bestimmung der Schadensauswirkungen	41
4.2.3.1	Vorbemerkungen.....	41
4.2.3.2	Ermittlung des Risikoparameters S_{Person}	41
4.2.3.3	Ermittlung des Risikoparameters S_{Umwelt}	43
4.2.3.4	Ermittlung des Schadensausmaßes R_{Schad}	44
4.2.4	Ermittlung des Risikobereiches.....	45
4.2.5	Risikountersuchung an kritischen Pipelineabschnitten.....	47
4.2.5.1	Ermittlung der Ausflussrate.....	48
4.2.5.2	Zündung und Zündwahrscheinlichkeit bei brennbaren Gasen	49
4.2.5.3	Wärmefluß aus Fackelbrand und Feuerball sowie Auswirkungen auf Menschen	50
4.2.5.4	Ausbreitung toxischer und brennbarer Gase und Flüssigkeiten	52
4.2.5.5	Verdampfung/Verdunstung	52

4.2.5.6 Bewertung der Ergebnisse.....	53
4.3 Eignung und Anwendung der Methode.....	54
5. Risikominimierung auf Basis einer Sicherheits-Schutz-Konzeption.....	56
5.1 Struktur des Sicherheits-Schutz-Systems.....	56
5.2 Beziehungen zwischen dem Sicherheits- und Schutzkonzept.....	60
5.3 Maßnahmen zur Gewährleistung der passiven Sicherheit	62
5.3.1 Allgemeine Betrachtung	62
5.3.2 Aspekte bei Neuanlagen.....	63
5.3.3 Prüfung und Lebensdauerabschätzung	67
5.4 Sicherheitstechnische Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen.....	69
5.5 Maßnahmen zur Schadensbegrenzung.....	71
5.5.1 Struktur des Schutzsystems.....	71
5.5.2 Aspekte der Ausflußbegrenzung	72
5.6 Schlußfolgerungen.....	74
6. Untersuchungen zur Zuverlässigkeit.....	76
6.1 Notwendigkeit der Zuverlässigkeitsuntersuchungen und allgemeine Vorgehensweise	76
6.2 Zuverlässigkeit des pipelinespezifischen Sicherheitssystems.....	77
6.2.1 Struktur des Sicherheits- und Steuerungssystems	77
6.2.2 Einfluß der Redundanztechnik	79
6.3 Erweiterung der Zuverlässigkeitsuntersuchung	81
6.3.1 Modellableitung.....	81
6.3.2 Modellierung des Sicherheitssystems für Pipelineanlagen.....	82
6.3.3 Allgemeine Beziehungen zwischen der Forderungsrate λ_p und des Inspektionsintervalls τ	84
6.4 Spezifische Zuverlässigkeitsuntersuchungen an Sicherheitssystemen gegen unzulässige Druckstöße	86
6.5 Zusammenfassende Ergebnisse der Zuverlässigkeitsuntersuchungen.....	91
7. Entwicklung einer Datenkonzeption.....	93
7.1 Vorgehensweise und allgemeine Datenstrukturierung	93
7.2 Datenkonzept zur Risikoanalyse	94
7.3 Datenkonzept zur Zuverlässigkeitsanalyse	96
8. Zusammenfassung	100
9. Summary	103
Literaturverzeichnis	105
Verzeichnis der Abbildungen	120
Verzeichnis der Tabellen	123
Nomenklatur	124
Anhang	

Danksagung

Ehrenwörtliche Erklärung

Lebenslauf

0. Einleitung

Hersteller und Betreiber von technischen Anlagen mit hohen stofflichen Gefährdungspotentialen müssen sich grundsätzlich mit Fragen der Sicherheit bzw. des Risikos sowie deren Bewertung auseinandersetzen, um präventiv schädliche Umwelteinwirkungen, sonstige Gefahren oder erhebliche Nachteile für Bevölkerung und Beschäftigte auszuschließen bzw. zu minimieren. Diese Aufgabe gewinnt künftig weiter an Bedeutung, da, verbunden mit der fortschreitenden wissenschaftlich-technischen und gesellschaftlichen Entwicklung, die Präsenz komplexer, komplizierter und damit potentiell gefährlicher Anlagen zunimmt. Eine besondere Stellung nehmen dabei Fernleitungssysteme zur stofflich-energetischen Versorgung der räumlich getrennten Industriebereiche ein. Die mit dieser Anlagengruppe verbundenen sicherheitsbezogenen Problemstellungen unterscheiden sich jedoch von denen kompakter Anlagen.

Die sicherheitstechnischen Besonderheiten bei Pipelineanlagen ergeben sich aus deren linearer Struktur und der Notwendigkeit, öffentliche, zum Teil dicht besiedelte Territorien zu queren. Während bei kompakten verfahrenstechnischen Anlagen weitgehend konstante und definierte Standortbedingungen vorliegen, variieren bei Pipelinesystemen mit dem Trassenverlauf sowohl das umgebungsspezifische Schutzbedürfnis (Sensibilität) der Umwelt, als auch die Möglichkeiten schädigender Einwirkungen auf das Rohrsystem. Schon kleinere Schadensereignisse an Pipelineanlagen mit den damit verbundenen Stoffaustritten haben in der Regel erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt (Gewässer- und Bodenverseuchung) oder häufig Schäden an Personen zur Folge, wobei die Kosten der Beseitigung der Umweltschäden enorm sein können.

Die globale Bedeutung von Fernleitungssystemen ist evident. Die Gesamtlänge aller Fernleitungen in der Welt beträgt derzeit etwa 450 000 km, vorwiegend bestimmt zur Versorgung von Raffinerien mit Erdöl und zum Transport von Erdölprodukten /184/. Auch in den lokalen Ballungsgebieten wird der Stoffverbund der Anlagenkomplexe aus ökonomischen und ökologischen Gründen überwiegend durch Pipelinenetze realisiert.

Vor dem Hintergrund durchgeführter Genehmigungsverfahren für Pipelineanlagen zum Transport von Mineralöl, Mineralölprodukten und Flüssiggas im mitteldeutschen Raum in den Jahren 1995 bis 1999 wurde deutlich, daß die Systematik der sicherheitstechnischen Bewertung von Fernleitungsanlagen prinzipielle Defizite aufweist. Eine Untersuchung der vielfältig auftretenden trassenwegspezifischen Einflüsse, die für das Versagen einer Leitung maßgebend sein können, sowie deren systematische Einbeziehung in den Analyseprozess wird weitgehend vernachlässigt. In gleicher Weise können Mängel bei der sicherheitstechnischen Gestaltung einer Pipelineanlage auftreten, da die Festlegung von Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes von den Ergebnissen der zuvor durchgeführten Analysen abhängig ist.

Mit der vorliegenden Arbeit wird ein methodisches Konzept zur integralen Bewertung der sicherheitstechnischen Problemstellungen für Pipelines erarbeitet. Es wird ein Beitrag zum Erkenntnisgewinn auf dem Gebiet der sicherheitsgerechten Gestaltung und Betriebsweise von Fernleitungsanlagen geleistet.

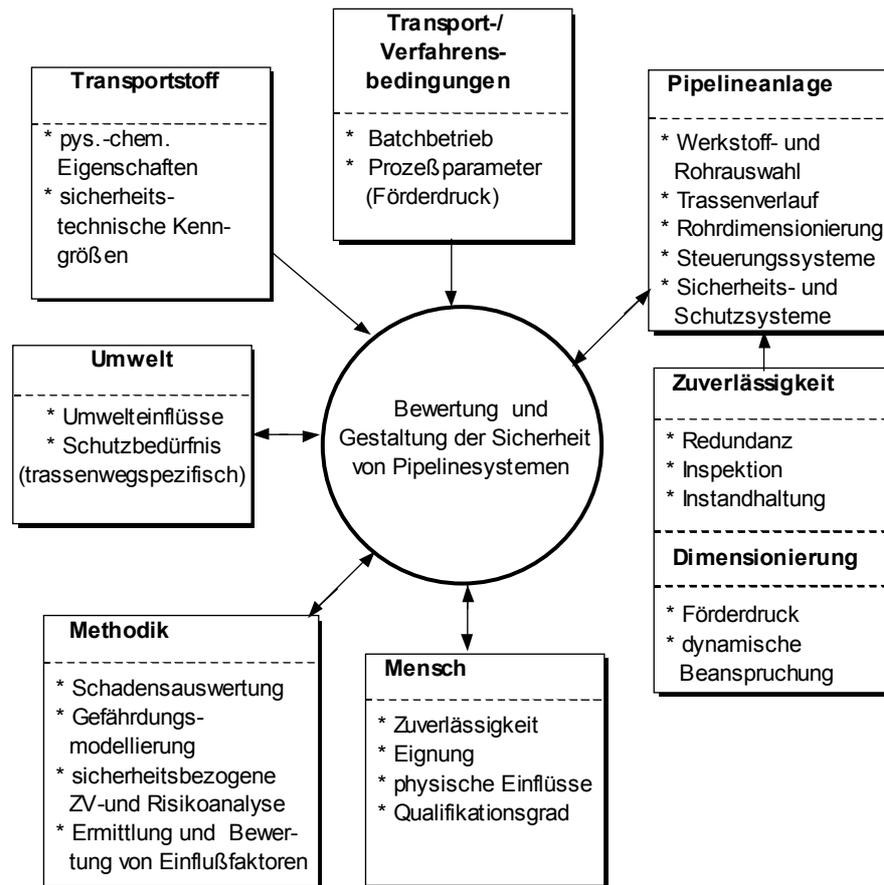


Abbildung 1.2: Komplexität der Einflüsse auf die Sicherheit von Pipelinesystemen

Des weiteren ist zu beachten, daß die für Fernleitungsanlagen charakteristischen Merkmale die sicherheitstechnischen Problemstellungen erheblich erweitern:

- teilweise enorme lineare Anlagenausdehnung,
- Notwendigkeit der Querung öffentlich zugänglicher Gebiete, Verkehrswege, Gewässer,
- differenziertes Schutzbedürfnis der Umgebung (Umweltsensibilität, Mensch) verbunden mit einem teilweise sehr hohem von der Anlage ausgehenden Schädigungspotential,
- trassenwegabhängiges Auftreten und differenzierte Wirkung sicherheitsbeeinflussender Faktoren,
- eingeschränkte Kontrollierbarkeit und Zugriffsmöglichkeiten durch das Betriebspersonal und damit hohe Anforderungen an das Überwachungs- und Sicherheitssystem und
- in der Regel hohes stoffliches Gefährdungspotential bei nur begrenzter Möglichkeit der zusätzlichen Containmentsicherung.

Die Bewertung der Sicherheitsrisiken durch Fernleitungsanlagen zum Transport gefährlicher Stoffe kann folglich nur auf der Grundlage einer umfassenden methodischen Betrachtung und unter Einbeziehung der signifikanten anlagen- und umgebungsbezogenen Einflüsse erfolgen. Im Gegensatz zu verfahrenstechnischen Anlagen mit einem vergleichsweise hohen stofflichen Gefährdungspotential (Anlagen, die der Störfallverordnung /177/ unterliegen) wird bei Pipelineanlagen jedoch aus rechtlicher Sicht derzeit keine systematische Vorgehensweise zur sicherheitstechnischen Bewertung und Untersuchung gefordert. Der Grund dafür ist, daß zur Zeit noch Regelwerke vordergründig auf der Basis des Gewerberechtes für den Bau und den Betrieb von Pipelineanlagen verbindlich sind. In der Genehmigungsphase wird lediglich die

Einhaltung der darin gestellten unspezifischen Forderungen an die Auslegung, Ausrüstung und Betriebsweise nachgewiesen.

Weiterhin erfordert die Gewährleistung des sicheren Betriebes einer Pipelineanlage eine angepasste Systematik bei der Anwendung sicherheitstechnischer Maßnahmen, wobei es aus ökonomischer Sicht nicht vertretbar ist, ein konstant hohes Maß an technischer Sicherheit für alle Abschnitte einer Pipelineanlage zu installieren. Die Schwierigkeit besteht darin, die Art der Maßnahmen und das notwendige sicherheitstechnische Niveau in Abhängigkeit der variierenden territorialen Bedingungen zu bestimmen.

Zur Lösung dieser Problemstellungen ist eine methodische Bewertung der potentiellen Einflüsse und Bedingungen, die zu einem Schaden führen können sowie des spezifischen Schutzbedürfnisses der Umgebung vorzunehmen.

Einige der für verfahrenstechnische Anlagen entwickelten sicherheitstechnischen Bewertungs- und Analysemethoden sind geeignet, um z.B. einzelne menschliche, verfahrens- oder anlagentechnische Ursachen für einen Leitungsschaden zu ermitteln bzw. zu bewerten. Viele Methoden haben jedoch abweichende Zielstellungen oder beziehen sich auf spezifische Anlagentypen. Keines der Verfahren ermöglicht aber die erforderliche kombinierte Bewertung der auftretenden Ursachen für Schäden an Fernleitungen und den daraus resultierenden Wirkungen auf die Umgebung.

Bisher durchgeführte Untersuchungen zur Pipelinesicherheit beziehen sich in der Regel auf einzelne sicherheitsrelevante Faktoren, ohne jedoch ihre Wirkung bzw. den Einfluß auf die Sicherheit des gesamten Pipelinesystems ausreichend zu berücksichtigen. Es besteht also die Notwendigkeit, eine methodische Vorgehensweise zur trassenwegbezogenen Bewertung von Pipelineanlagen zu entwickeln. Die Ergebnisse der Untersuchungen bilden die Basis für die Festlegung notwendiger Maßnahmen zur Beherrschung der vielfältigen sicherheitsrelevanten Einflüsse. Die Ansatzpunkte dafür liegen im

- anlagentechnischen (Erhöhung der statischen/leitungsinhärenten Sicherheit),
- sicherheitssystembezogenen (Erhöhung der Zuverlässigkeit dynamischer Sicherheitssysteme) sowie
- schutztechnischen (Verbesserung der Auswirkungsbegrenzung) Bereich.

Die zeitliche und räumliche Koordinierung der differenziert erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen bedingt ein angepasst strukturiertes Sicherheitssystem. Die Aufgabe dieses Sicherheitssystems ist es, sowohl ein Versagen der Pipeline zu vermeiden (Sicherheitsaspekt) als auch Auswirkungen von dennoch auftretenden Störungen mit Stoffaustritten zu minimieren (Schutzaspekt). Daraus resultiert der Begriff des "pipelinespezifischen Sicherheits-Schutz-Konzeptes". Es stellt sich die Frage, inwieweit sich bisher angewandte sicherheitstechnische Lösungen in diese Sicherheits-Schutz-Konzeption einordnen lassen.

Neben der statischen Sicherheit (Werkstoffe, Dimensionierung der Rohre) sind auch die dynamischen Sicherheitssysteme in die Untersuchungen einzubeziehen. Hierbei spielt die Zuverlässigkeit der sicherheitsrelevanten Ausrüstungen eine bedeutende Rolle. Die Notwendigkeit dieser Untersuchungen ergibt sich insbesondere auch aus normativen Anforderungen in Bezug auf die Zuverlässigkeit von Sicherheitsausrüstungen /200/. Für Projektanten und Betreiber von Fernleitungsanlagen ist der Zuverlässigkeitsaspekt neben den sicherheitstechnischen auch aus ökonomischen Gründen wesentlich, da auf Grund der Anlagenstruktur eine schnelle Beseitigung von Schäden oder Funktionsstörungen des Sicherheitssystems in der Regel nicht möglich ist und damit hohe Anforderungen an dessen

funktionale Sicherheit gestellt werden müssen. Insbesondere sind in die Untersuchungen auch Aspekte der wiederkehrenden Inspektionen einzubeziehen.

Schließlich bedingt die Forderung nach ständiger Anpassung an den Stand der Technik eine Konzeption zur Ermittlung und Bereitstellung der erforderlichen Daten und Informationen.

1.2 Ziel und Vorgehensweise

Abgeleitet aus den Problemstellungen ist es das Ziel dieser Arbeit, eine **methodische Vorgehensweise zur Ermittlung des trassenwegdifferenzierten Risikos** unter Einbeziehung der relevanten Einflußfaktoren und des differenzierten Schutzbedürfnisses der Umgebung sowie eine **Konzeption für ein Sicherheits-Schutz-System** für Pipelineanlagen zu erarbeiten. Grundlage dafür bildet ein aufeinander abgestimmter Analyse- und Systematisierungsprozeß, der den objektiven Erfordernissen, resultierend aus der Anlagenspezifik, anzupassen ist.

Im weiteren ist eine Methode zu erarbeiten, auf deren Basis die Untersuchung der Zuverlässigkeit dynamischer Sicherheitssysteme ermöglicht wird.

Im Ergebnis der Untersuchungen werden Grundlagen geschaffen, um Betreibern und Projektanten von Pipelineanlagen ein geeignetes Instrumentarium zur Lösung der komplexen Problemstellungen sowie sicherheitstechnische Regeln für die Gestaltung und den Betrieb von Pipelineanlagen zur Verfügung stellen zu können.

Für die durchzuführenden Untersuchungen ergeben sich die folgenden inhaltlichen Schwerpunkte:

- Untersuchungen zum Gefährdungsbildungsprozeß,
- Ermittlung relevanter sicherheitsbeeinflussender Faktoren,
- Systematisierung und Bewertung der Ursachen für Schadensfälle,
- Erarbeitung eines Konzeptes zur trassenwegspezifischen Risikobewertung für die Ableitung anforderungsgerechter Sicherheits- und Schutzlösungen,
- Erarbeitung einer Struktur des Sicherheits-Schutz-Systems unter Berücksichtigung hierarchisch gestaffelter Wirkungsebenen sowie die Einordnung und Bewertung spezifischer Sicherheitsmaßnahmen,
- Anwendung und Erweiterung von Modellen zur Zuverlässigkeitsbewertung dynamischer Sicherheitseinrichtungen,
- Erarbeitung einer Konzeption zur Erfassung und Auswertung relevanter Daten zur Lösung der sicherheitstechnischen Probleme.

Ausgangspunkt der systematischen Vorgehensweise ist die Ermittlung der sicherheitsrelevanten Einflußfaktoren, die sowohl aus den stofflichen, betrieblichen als auch umgebungsbezogenen Besonderheiten resultieren. Sie werden auf Grundlage von Modellvorstellungen zur Gefährdungsbildung mit geeigneten Analysemethoden und unter

Einbeziehung statistischer Auswertungen von Schadensereignissen bestimmt und im weiteren einer sicherheitstechnischen Bewertung unterzogen. Da das Gefährdungspotential einer Fernleitung vor allem durch den zu transportierenden Stoffen bestimmt wird, ist eine Untersuchung bzw. Bewertung des Stoffsystems vorzunehmen.

Die Erkenntnisse aus diesen Analyseprozessen bilden die Basis für die Erarbeitung eines Konzeptes zur Risikobetrachtung. Es wird untersucht, wie wahrscheinlich es ist, daß die für einen Pipelineabschnitt ermittelten Gefährdungen wirksam werden und welche Schäden zu erwarten wären. Dabei erfolgt eine umfassende Einbeziehung und Wichtung der ermittelten Einflußfaktoren unter Berücksichtigung der variierenden Trassenbedingungen, des stofflichen Gefährdungspotentials und des Zustandes der Anlage. Zu lösen ist dabei das Problem, ob eine Entscheidung über ein akzeptables Risiko mittels quantitativer Risikowerte möglich bzw. sinnvoll ist. Das Ziel dieser Methode ist, für jeden Pipelineabschnitt einen Risikobereich zu ermitteln und einen Vergleich mit anderen Abschnitten oder dem Stand der Technik zu ermöglichen.

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen bilden die Voraussetzung für die Festlegung differenzierter Maßnahmen zur Reduzierung des vorhandenen Risikos. Dafür wird die Struktur für ein spezifisches Sicherheits-Schutz-Konzept erarbeitet, wobei einzelne Maßnahmen in diese Systemstruktur einzuordnen sind. Durch eine Analyse des derzeitigen Wissensstandes ergibt sich die Notwendigkeit, bestehende sicherheitskonzeptionelle "Lücken" zu erkennen und durch eigene Untersuchungen zu ergänzen. Es wird geprüft, inwieweit bekannte Vorgehensweisen die spezifischen Problemstellungen berücksichtigen und zu welchen Schwerpunkten Modifikationen bzw. neue Ansätze erforderlich sind.

Das so erarbeitete Instrumentarium ermöglicht es, durch gezielte Maßnahmen ein weitgehend konstantes Risikoniveau über den gesamten Trassenverlauf zu gewährleisten. Darüber hinaus werden im Rahmen dieser Arbeit vorhandene Untersuchungsergebnisse zu differenzierten Problemstellungen systematisiert und kritisch bewertet.

Die erforderlichen zuverlässigkeitsanalytischen Betrachtungen der sicherheitsrelevanten Ausrüstungen werden nach grundlegenden Untersuchungen unter Anwendung angepasster Zuverlässigkeitsmodelle durchgeführt. Vertiefende Untersuchungen beziehen sich speziell auf Sicherheitssysteme zur Vermeidung unzulässiger Druckstöße. Dabei wird auch auf die Frage der Notwendigkeit quantitativer Zuverlässigkeitswerte eingegangen.

Die folgende Abbildung faßt die Arbeitsschwerpunkte zusammen:

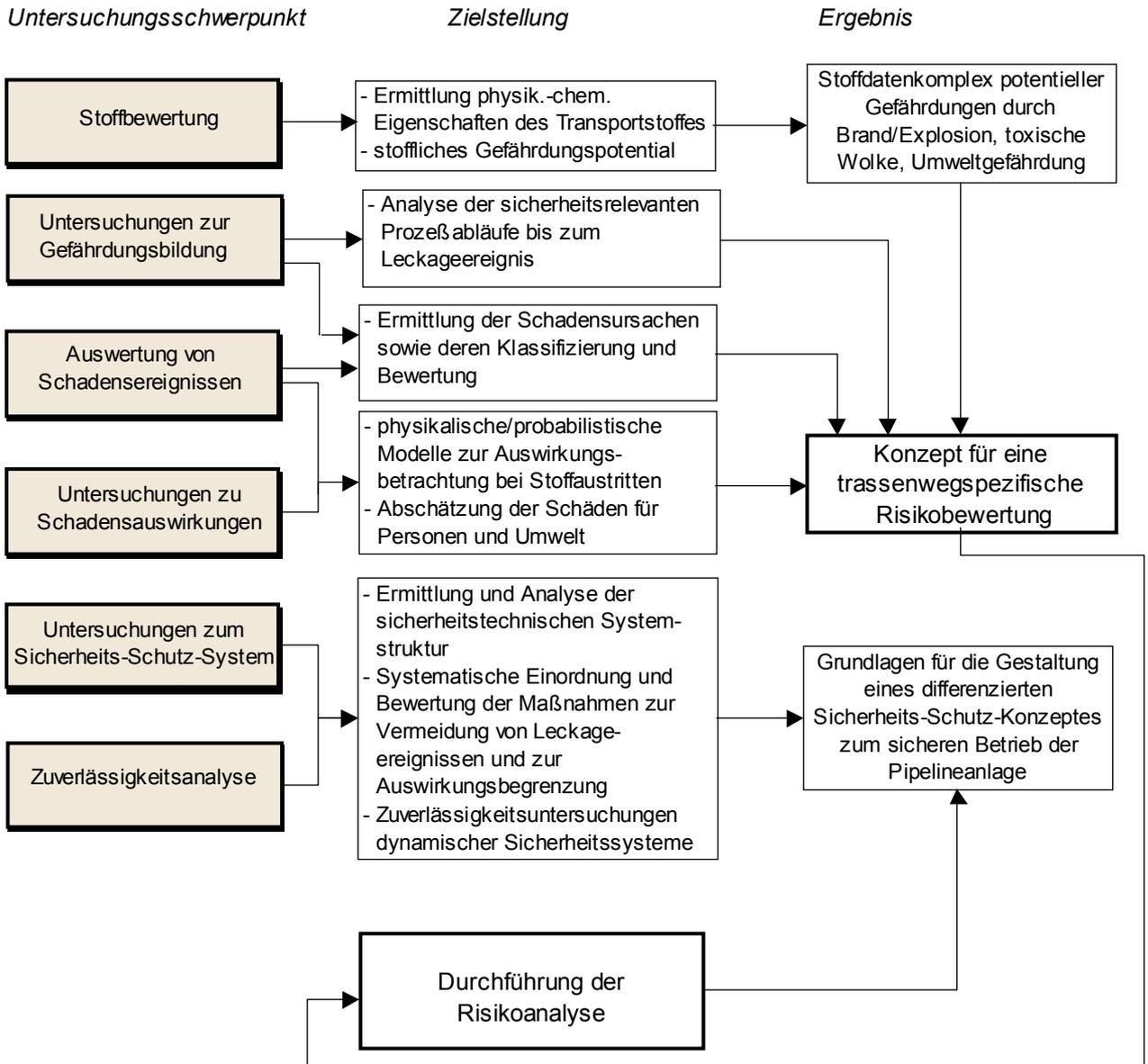
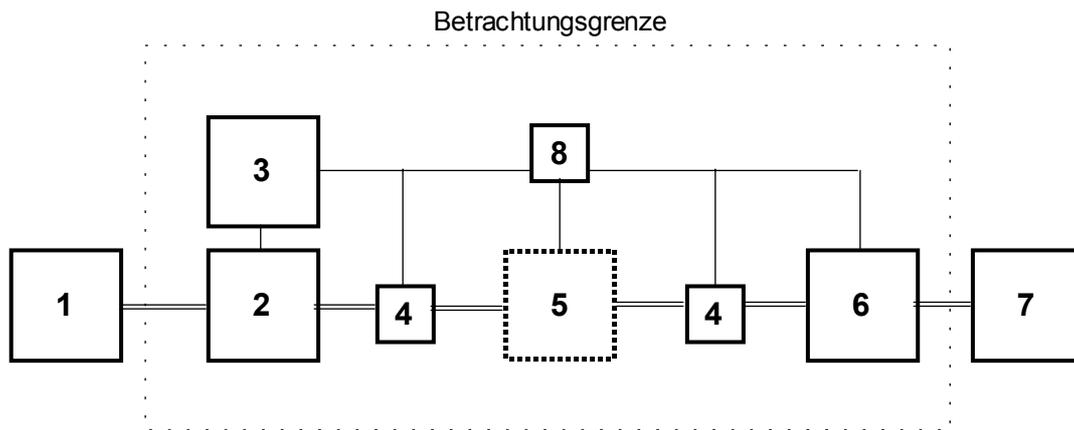


Abbildung 1.3: Zusammenfassende Darstellung der Arbeitsschwerpunkte

1.3 Abgrenzung des Untersuchungsrahmens

Die durchgeführten sicherheitsbezogenen Betrachtungen schließen den Rohrkörper als das eigentliche Funktions- und Kapselement sowie die sicherheitstechnische Ausrüstung der Leitung und Stationen ein. Die dem Einspeisepunkt vorgeschalteten und dem Auspeisepunkt nachgeschalteten Komponenten gehören (in Übereinstimmung mit dem geltenden Technischen Regelwerk) nicht zum Anlagenbestand der Rohrfernleitung und werden nicht betrachtet, da sicherheitsbedeutsame Einflüsse von diesen Anlagenteilen auf die Pipeline mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden können /171-176/.

In Abbildung 1.4 ist der prinzipielle Aufbau einer Pipelineanlage schematisch dargestellt, wobei die Komponenten, die in die sicherheitstechnischen Untersuchungen einzubeziehen sind, verdeutlicht werden.



- | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1. Tanklager mit Boosterpumpen | 5. Zwischenpumpstation |
| 2. Einspeisepunkt | 6. Ausspeisepunkt |
| 3. Betriebszentrale | 7. Tanklager |
| 4. Absperrstationen | 8. Fernwirk- und Übertragungstechnik |

Abbildung 1.4: Pipelinekomponenten und Rahmen der durchgeführten sicherheitstechnischen Untersuchungen

2. Stand des Wissens bei der sicherheitstechnischen Gestaltung und Bewertung von Fernleitungsanlagen

2.1 Anforderungen aus Verordnungen und Technischen Regeln

Die rechtlichen Grundlagen in der BRD in Bezug auf Fernleitungsanlagen zum Transport gefährlicher Stoffe unterliegen derzeit einem grundsätzlichen Wandel. Bisher unterliegt diese Anlagengruppe dem Gerätesicherheitsgesetz /179/, jedoch werden künftig die Regelungen zur Genehmigung und zu technischen Anforderungen hauptsächlich dem Umweltressort übertragen.

Zulassungsverfahren für Fernleitungen werden in Abhängigkeit der Betriebsparameter (insbesondere in Abhängigkeit des zu transportierenden Stoffes) durch die Verordnung brennbarer Flüssigkeiten /176/, das Wasserhaushaltsgesetz /27/ oder die Gashochdruckleitungsverordnung /174/ geregelt. Die Anforderungen an die Anlagen sind in entsprechenden technischen Regelwerken und Richtlinien /171,173/ fixiert. Zugelassene Sachverständige überprüfen während des Baus und vor der Inbetriebnahme, ob eine Konformität mit den in den Regelwerken gestellten Anforderungen besteht.

Mit dem Gesetz zur Umsetzung der UVP-Änderungsrichtlinie /178/ werden die Zulassungsverfahren der Fernleitungsanlagen durch das Umweltverträglichkeitsgesetz geregelt. Im Rahmen der darin geforderten Umweltverträglichkeitsprüfung werden allgemeine Auswirkungen auf die Umwelt durch den Bau und den Betrieb einer Fernleitungsanlage untersucht. Grundlegende technische Anforderungen werden in der geplanten Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen in Verbindung mit der Technischen Regel für Fernrohrleitungen /64, 65/ zusammengefasst.

Die Anforderungen sowohl aus dem bisherigen Regelwerk als auch aus den neuen Vorschriften beziehen sich vornehmlich auf einzelne sicherheitstechnische Aspekte. Sie betreffen Betrieb, Ausrüstung und Prüfung von Fernleitungsanlagen. Insbesondere die technischen Anforderungen sind weitestgehend unspezifisch (z.B. Leckageüberwachung).

Umgebungsspezifische Aspekte, wie z. B. das unterschiedliche Schutzbedürfnis oder das differenzierte Auftreten der Schädigungseinflüsse, werden nicht oder nur unzureichend berücksichtigt. Eine methodische Untersuchung oder sicherheitstechnische Bewertungen des gesamten Fernleitungssystems unter Einbeziehung der relevanten Einflußfaktoren und Betrachtungen zu Auswirkungen von Schadensfällen werden nicht gefordert.

2.2 Stand der Technik bei sicherheitstechnischen Maßnahmen

Für die Gestaltung und Betriebsweise von Pipelineanlagen kommen sicherheitstechnische Prinzipien zur Anwendung, die sich in der Vergangenheit generell bei der Gruppe der nach deutschem Recht der überwachungsbedürftigen Anlagen bewährt haben /157-159, 171-176/. Dazu gehören im wesentlichen:

Anlagengestaltung nach dem safe-life-Prinzip, vor allem durch eine ausgeprägte Überdimensionierung belasteter Bauelemente,
 Prüfungen und Überwachung durch sachverständige Personen (TÜV-Sachverständige) bei Herstellung, Aufstellung und Betrieb,
 staatliche Überwachung (Zulassungen, Erlaubnisse, Anzeigen).

Bei diesen Prinzipien erscheint insbesondere auf Grund des hohen investiven Aufwandes die konsequente Durchsetzung des safe-life-Prinzipes durch kostenintensive interne Redundanz

(Überdimensionierung) aus ökonomischer Sicht nicht tragbar und wird verstärkt durch differenzierte Sicherheitstechnik, über die Redundanztechnik und die schadensbegrenzende Schutzebene substituiert.

Der fortschrittliche Erkenntnisstand auf vielen Gebieten der Wissenschaft und Technik findet sowohl bei der Projektierung als auch bei der Verlegung und dem Betrieb der Pipelineanlagen Anwendung. Dies betrifft sowohl theoretische als auch praktische Erkenntnisse und Verfahren aus den Bereichen Werkstoffkunde, Informationstechnik, Apparate- und Sicherheitstechnik. Dazu zählen im wesentlichen folgende Schwerpunkte:

- **Dimensionierung der Rohrleitung:**

Die Auslegung der Pipeline erfolgt unter Einbeziehung der Untersuchungsergebnisse auf dem Gebiet der Metallurgie sowie des Festigkeitsverhaltens von Rohrleitungen im Betrieb unter verschiedenen Beanspruchungen /79-86/. Die Berechnungsvorschriften für den Großteil der verwendeten Rohrtypen sind im technischen Regelwerk und in Normen enthalten. Für dynamisch beanspruchte Rohre basieren die Berechnungsmodelle vornehmlich auf Innendruck-Schwellversuchen, wobei sich der Geltungsbereich auf den untersuchten Rohrtyp beschränkt.

Grundsätzlich ist die Dimensionierung der Rohre so vorzunehmen, daß die zugrunde gelegten Beanspruchungen σ mit einer bestimmten Sicherheit (Sicherheitsfaktor S_s) unter den zulässigen Werkstoffkennwerten K bleiben. Der Sicherheitsfaktor S_s ist im allgemeinen definiert durch:

$$S_s = \frac{\text{Werkstoffkennwert}}{\text{Beanspruchung}} \quad (2.1)$$

Im Pipelinebau werden entsprechend der Berechnungsvorschriften in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen folgende Sicherheitsfaktoren gefordert /171/:

$S_s = 1,2 - 2$	gegen Verformung
$S_s = 2 - 4$	gegen Bruch
$S_s = 2 - 3$	gegen Dauerbruch
$S_s = 5 - 10$	gegen Zeitschwingbruch

Der Freiheitsgrad der Ingenieure, im Rahmen der Dimensionierung Einfluss auf die Sicherheit nehmen zu können, beschränkt sich auf die Werkstoffauswahl, die Qualitätssicherung, die Wahl des Sicherheitsfaktors und die Festlegung des Berechnungsdruckes.

- **Prüfung und Lebensdauerabschätzung**

Entsprechend der Forderungen der technischen Vorschriften sind Fernleitungsanlagen erstmalig und in regelmäßigen Abständen durch sachverständige Personen dahingehend zu überprüfen, ob der Zustand der Leitung den Anforderungen des technischen Regelwerkes entspricht. Prüfzyklen und der allgemeine Umfang der Prüfungen sind in den Regelwerken festgelegt und bisher noch verbindlich. Ausgenommen davon sind jedoch Prüfungen, die unter der Verantwortung und Koordinierung des Betreibers erforderlich sind (z.B. Funktionsprüfungen von Sicherheitseinrichtungen).

Im Rahmen der erstmaligen Prüfung wird neben der Ermittlung unzulässiger montage- und verlegungsbedingter Fehler und der Feststellung der generellen Dichtheit bzw. Belastbarkeit des Systems, auch der ursprüngliche Zustand der Rohrleitung festgestellt (Primärdaten). Ein Vergleich dieser Daten mit den im Rahmen von wiederkehrenden Prüfungen erfaßten Daten läßt auf die Fehlerentwicklung schließen.

Um eine Voraussage über die Zeit bis zu einem wahrscheinlichen Ausfall von Pipelinerohren zu treffen, haben sich verschiedene Methoden zur Lebensdauerberechnung etabliert /122/. In der Regel sind diese Methoden komplex, erfordern einen hohen mathematischen Aufwand und basieren auf Wahrscheinlichkeitsaussagen unter Einbeziehung von Beanspruchungs- und Beanspruchbarkeitsbetrachtungen. In gleicher Weise können ermittelte Fehlstellen in Rohrfernleitungen beurteilt werden. Die Methoden der Rohrinspektion sind mit der Molchtechnik sehr leistungsfähig und sichern mit einer hohen Zuverlässigkeit die Erkennung von Fehlstellen (Risse, Einschlüsse, Korrosionsschäden) ab, so daß die notwendigen Eingangsdaten mit einer hohen Genauigkeit zur Verfügung gestellt werden können /130-135/. Die bei einer Molchung gewonnenen Daten ergeben ein Bild über die Art und Schwere der gefundenen Defekte. Darauf aufbauend kann ein Monitoring- und Reparaturprogramm entwickelt werden. Die "Metall loss and crack detection pigs" erfassen auf Grundlage der Magnetfluß- oder Ultraschalltechnik Veränderungen des Pipelinematerials und ermitteln Innen- und Außenkorrosion sowie Längsrisse. "Geometry Pigs" ermitteln Veränderungen im Innendurchmesser (Beulen, Ovalitäten).

- **Korrosionsschutzmaßnahmen** /68-78/

Ausgehend vom Mechanismus der zu berücksichtigenden Korrosionsart dienen zum Korrosionsschutz drei Maßnahmen:

1. Beschichtung der Rohroberfläche durch einen organischen Überzug; Es wird die tragende Rohrwandung gegen korrosionsreaktive Einflüsse isoliert (externer Korrosionsschutz),
2. kathodischer Korrosionsschutz zur Kompensation der kathodischen Reaktionen (externer Korrosionsschutz),
3. Inhibitorzugabe zu korrosiven Transportmedien und damit Reduzierung der Korrosionsreaktion (interner Korrosionsschutz).

Die erforderliche Wirksamkeit äußerer Korrosionsschutzmaßnahmen unterirdisch verlegter Leitungen ist wesentlich von den örtlichen Bodenverhältnissen abhängig, also trassenwegabhängig.

Als äußerer Korrosionsschutz findet in der Regel eine Kombination der unter 1. und 2. genannten Maßnahmen Anwendung. Obwohl durch Maßnahmen der Korrosionsüberwachung die Wirksamkeit der Schutzhülle nachgewiesen werden kann, ist bei erdverlegten Rohrleitungen in der Praxis generell mit lokal begrenzten Beschädigungen zu rechnen (Transport, Verlegung, Bodenkräfte), so daß ein kathodischer Korrosionsschutz notwendig ist /77/.

Trotz des heutigen technischen Standes auf dem Gebiet des passiven und aktiven Korrosionsschutzes treten auch bei modernen Anlagen immer wieder Probleme hinsichtlich der ausreichenden Wirksamkeit des Korrosionsschutzes auf. Des weiteren muß im Verlauf der Betriebszeit eine regelmäßige Überwachung und Anpassung der Korrosionsschutzmaßnahmen an die sich ändernden Bedingungen erfolgen.

- **Maßnahmen zur Druckstoßabsicherung**

Es liegen umfangreiche Ergebnisse aus theoretischen und praktischen Untersuchungen zur Problematik der Druckstöße in Leitungssystemen, deren Ausbreitung und die resultierenden Beanspruchungen vor /98-120/.

Unter Einbeziehung der Entstehungsursachen von Druckstößen und der physikalischen Gesetzmäßigkeiten für deren Entstehung und Ausbreitung kommen zur Druckstoßabsicherung spezielle Sicherheitssysteme zum Einsatz /89, 90/:

1. druck-/differenzdruckabhängige Schiebersteuerung
→ gezielte prozeßzustandsabhängige Steuerung des Ventilschlusses
2. Veränderung der Schließcharakteristik der Absperrorgane
→ prozeßzustandsunabhängige (statische) Beeinflussung des Ventilschlusses
3. Fernabschaltung der Pumpen durch Endlagenschalter von Absperrorganen
→ Erzeugung einer Entlastungswelle bei Ventilschluß
4. Fernabschaltung der Pumpen durch Grenzwertgeber für Druck oder Durchfluß
→ Erzeugung einer Entlastungswelle bei auftretendem Druckstoß

Eine Funktionsbeschreibung der einzelnen Systeme ist in Anlage 1 enthalten.

Die Aufgabe der Systeme besteht darin, auftretende Druckstöße zu verhindern bzw. die daraus resultierenden Druckbeanspruchungen der Pipelineelemente zu minimieren.

In der Praxis werden häufig mehrere Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung von Druckstößen kombiniert (z.B. differenzdruckgesteuertes Schließen der Trassenarmatur sowie Endlagenüberwachung mit Pumpenabschaltung). Die Realisierung dieser Sicherheitssysteme erfolgt bei modernen Pipelineanlagen mit Hilfe der Feldinstrumentierung in Verbindung mit dem zentralen Pipelinesteuerungssystem und lokalen Stationssteuerungen.

Diese Systeme stellen typische *dynamische Sicherheitseinrichtungen* dar, die jedoch in ihrem Aufbau und ihrer Funktionsweise an die spezifische Charakteristik der Pipelineanlage (Längenausdehnung) angepaßt sind und deshalb einer besonderen sicherheitstechnischen Bewertung auf Grundlage modifizierter Methoden bedürfen. Das Potential zur Reduzierung der Wahrscheinlichkeit des Versagens der Leitung auf Grund betrieblicher Fehler besteht in der Erhöhung der Zuverlässigkeit der eingesetzten Sicherheitstechnik.

- **Einsatz moderner Methoden und Verfahren der Leckerkennung und -ortung** /89, 92-96, 140, 141, 147-151/

Prinzipiell basieren die Leckerkennungs- und -ortungssysteme auf folgenden physikalischen Zusammenhängen /150, 151/:

1. Ein Leck verursacht eine Änderung des Druckes (und damit auch einen Druckstoß) und zwar einen Druckabfall, der am Leckort im allgemeinen am größten ist.
2. Durch ein Leck fließt eine Teilmenge aus, so daß der Durchfluß hinter dem Leck entsprechend fällt.
3. Auf Grund der Druckänderung steigt der Durchfluß vor dem Leckort an.
4. Bei Stoffaustritt durch einen engen Spalt werden Schallwellen emittiert.

Zur Leckerkennung werden im allgemeinen die Prozeßparameter (Druck, Durchfluß, Druckgradient) genutzt, wobei in der Regel die für den Betrieb notwendige Feldinstrumentierung unter Berücksichtigung der Zuverlässigkeitsaspekte für das Lecküberwachungssystem verwendet werden /149/. Die Auswahl des Verfahrens richtet sich nach den Prozeßbedingungen und nach der erforderlichen Genauigkeit (Erkennungsschwellen). Dabei ist zu berücksichtigen, daß einige Leckerkennungs- und -ortungsverfahren nur eine eingeschränkte Genauigkeit besitzen und definierte Betriebsbedingungen erfordern. In folgender Tabelle sind die wichtigsten Verfahren zur Leckerkennung und -ortung aufgeführt.

Tabelle 2.1: Prinzipien der Leckerkennung und Leckortung	
Leckerkennungsverfahren	Prinzip
Druckfallverfahren:	Erfassung von Druckabfällen verursacht durch Leckagen
Mengenänderungsverfahren	Erfassung von Durchflußänderungen verursacht durch Leckagen
Mengenvergleichsverfahren	Vergleich der Eingangs- und Ausgangsmengen an der Leitung
Leckortungsverfahren	
Druckgradientenverfahren:	Erfassung und Auswertung von Änderungen des Druckgradienten in der Leitung
Druckstoßerfassung:	Erfassung von Druckstößen, die durch das Auftreten einer Leckage verursacht wurden
Druckdifferenzverfahren	Überwachung und Vergleich der Ruhedrucke von Leitungsabschnitten bei Förderpausen (geeignet zur Erkennung schleichender Leckagen)
Lecksuchmolchung	Erfassung der Schallwellen durch ausströmendes Medium (geeignet zur Erkennung schleichender Leckagen)

Eine hohe Sensibilität und Zuverlässigkeit bei der Erkennung von Stoffaustritten wird durch lokale Lecküberwachungen mit Hilfe spezieller Systeme (z. B. Sensorschläuche) erreicht. Diese Verfahren sind jedoch auf Grund des technischen und ökonomischen Aufwandes meist nur örtlich begrenzt einsetzbar und werden zur Überwachung der Pipeline in besonders schutzbedürftigen Gebieten (Flußquerungen, Trinkwassereinzugsgebiete o.ä.) verwendet. /147/.

- **Gefahrenabwehr**

Grundlage für die Gefahrenabwehr ist eine Alarm- und Einsatzplanung, die wiederum an die jeweiligen spezifischen regionalen Gegebenheiten anzupassen ist.

Zu den wesentlichsten Bestandteilen einer effektiven Gefahrenabwehr gehören:

- gesicherte Informationskette (vgl. Abbildung 2.1),
- Aufnahme und Beseitigung austretender Gefahrstoffe,
- spezifische Maßnahmen zur Gefahrenabwehr und -bekämpfung (Evakuierung, Ölsperren, Brand- und Explosionsvorsorge, Brandbekämpfung),
- Reparaturmaßnahmen.

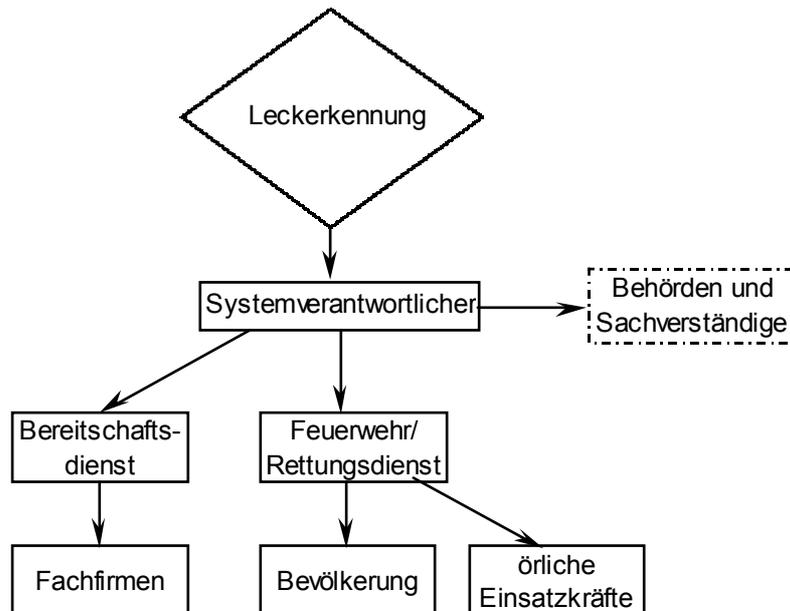


Abbildung 2.1: Informationskette bei einem Schadensfall

Die Festlegung spezifischer Maßnahmen zur Schadensbegrenzung muß sich wesentlich an den möglichen Auswirkungen bei einem Schadensfall orientieren /48/.

Es ist ersichtlich, daß auf vielen Gebieten ein vielschichtiges und detailliertes Wissen vorliegt. Dennoch fehlen bisher Entwicklungen für eine methodische Vorgehensweise zur sicherheitstechnischen Bewertung von Fernleitungssystemen, bei denen die Erkenntnisse aus den Teilgebieten der Pipelinetechnik umfassend einbezogen werden können. Zwar wurde in /181/ der zu dieser Zeit vorhandene Wissensstand zusammenfassend dargestellt und somit ein Kompendium für Planer und Betreiber von Pipelineanlagen erarbeitet. Dennoch ist auch darin eine konzeptionelle Vorgehensweise zur strukturierten Bewertung der einzelnen Teilprobleme in Bezug auf die Systemsicherheit nicht enthalten. In /195/ erfolgt eine Zusammenstellung und Klassifizierung der auf die Gesamtsicherheit druckführender Rohrleitungssysteme wirkenden Einflußgrößen, wobei sich aber vordergründig auf kleinkalibrige innerbetriebliche Rohrleitungen und nicht auf Fernleitungen bezogen wurde. Die Charakteristik der Einflußgrößen unterscheidet sich jedoch bei diesen Systemen zum Teil erheblich.

Das nachfolgende Zitat aus einem Gutachten zu "Rechtliche und technische Aspekte der Sicherheitskonzeption von Fern- und Verbindungsleitungen zum Transport brennbarer Flüssigkeiten" /228/ verdeutlicht diesen bestehenden Mangel:

"Zur Erfassung der Sicherheitsrisiken durch und der Sicherheitskonzepte von Fern- und Verbindungsleitungen zum Transport gefährlicher Flüssigkeiten erscheint es hilfreich, eine zusammenfassende Analyse zur Verfügung zu haben. Durch die hierfür erforderliche methodische und analytische Betrachtung würden die Betreiber angeleitet, sich umfassend mit allen Sicherheitsaspekten ihrer Anlage zu beschäftigen und sich in nachvollziehbarer Weise hierzu zu äußern."

2.3 Sicherheitstechnische Bewertungsmethoden

Die Vorgehensweise zur Analyse komplexer technischer Systeme wird unter dem Begriff "Risikoanalyse" zusammengefaßt. Die Risikoanalyse bietet die Möglichkeit, die spezifischen Besonderheiten von Pipelineanlagen bei der sicherheitsbezogenen Untersuchung zu

berücksichtigen, wenn eine entsprechende methodische Anpassung erfolgt. Der Ablauf einer Risikoanalyse umfaßt grundsätzlich folgende Teilschritte:

- Datenermittlung
- Anlagenabgrenzung und Abgrenzen der sicheren Betriebsbedingungen
- Systematische Gefahrensuche
- Beurteilung und Bewertung der ermittelten Gefahren nach Wahrscheinlichkeit und Tragweite
- Maßnahmenplanung und Beurteilung des verbleibenden Risikos

Die Durchführung der Teilschritte bedarf also Methoden, mit denen die verschiedenen Aspekte des Systems, z.B. Gefahren, Auswirkungen von Ausfällen, chemische und physikalische Zusammenhänge untersucht werden können. In Anlage 2 sind die Analysemethoden aufgeführt und kurz bewertet, die in der chemischen Industrie sowie für spezielle Problemstellungen häufig angewendet werden. Sie unterscheiden sich erheblich in ihrer Zielstellung und im Umfang ihrer Untersuchungsführung /66/. Für die systematische Gefahrensuche eignen sich einige der Methoden auch für Pipelineanlagen (z.B. Fehlerbaumanalyse). Der Großteil der Methoden zur Gefahrenbeurteilung, bezieht sich aber entweder auf spezielle Anlagengruppen (z.B. auf räumlich-komplexe stoffverarbeitende Anlagen) oder diese haben spezifische Zielstellung (Human Reliability Analysis), so daß sie für Pipelineanlagen nicht geeignet sind. Bei den Bewertungsverfahren wird nicht berücksichtigt, daß Art, Wirkungsweise und Wahrscheinlichkeit des Auftretens der differenzierten Ursachen für ein Rohrversagen vom Anlagenzustand, den Betriebsbedingungen und den sich entlang des Trassenverlaufes ändernden Umgebungsbedingungen abhängen und in gleicher Weise sich das potentielle Schadensausmaß in Abhängigkeit der Territorialbedingungen ändert. Diese Anforderungen sind demnach in der zu entwickelten Methode zur Risikobewertung zu realisieren.

3. Sicherheitstechnische Analyse der Pipelineanlage

3.1 Untersuchungen zur Gefährdungsbildung

Das Ziel der Untersuchungen zur Gefährdungsbildung besteht darin, die Prozesse zur Entwicklung gefährlicher Systemzustände zu erfassen. Die Untersuchungen werden auf der Basis eines Grundmodells zur Gefährdungsbildung geführt. An dieses Grundmodell besteht dabei die Anforderung, daß darauf die risikoanalytischen Untersuchungen aufgebaut werden können. Entsprechend der Definition des Risikos müssen die Modellvorstellungen möglichst alle Merkmale, die den Eintritt eines Schadensereignisses und die Schadensauswirkungen beeinflussen, berücksichtigen.

In Abbildung 3.1 sind die Modellvorstellungen zur Gefährdungsbildung bei Fernleitungssystemen dargestellt. Die Rohrleitung als das eigentliche Funktionselement, einschließlich der Verbindungselemente und andere stoffbeaufschlagte Elemente stellen gleichzeitig auch die einzige Barriere zwischen der Gefahrenquelle (Transportstoff) und dem Schutzgut (Umwelt, Mensch) dar. Auf diese Schutzhülle wirken externe und interne Einflüsse, was entweder eine lokale Überbeanspruchung oder eine Reduzierung der Beanspruchbarkeit der Rohrwandung zur Folge haben kann. Die internen und externen Einflüsse können die Bildung von Emissionskanälen verursachen, womit ein Stoffaustritt in die Umgebung und zwangsläufig eine Gefährdung bzw. Schädigung für die Schutzgüter verbunden ist. Wesentlich ist, dass sowohl das Schutzbedürfnis der Umgebung als auch die Wirkung der externen und internen Einflüsse auf das System ausgeprägt trassenwegdifferenziert sind, d.h. sich entlang des Trassenverlaufes wesentlich ändert. Damit ist zwangsläufig auch eine Trassenwegabhängigkeit des sich ergebenden Risikos und eine entsprechende Differenzierung der erforderlichen sicherheitstechnischen Maßnahmen verbunden.

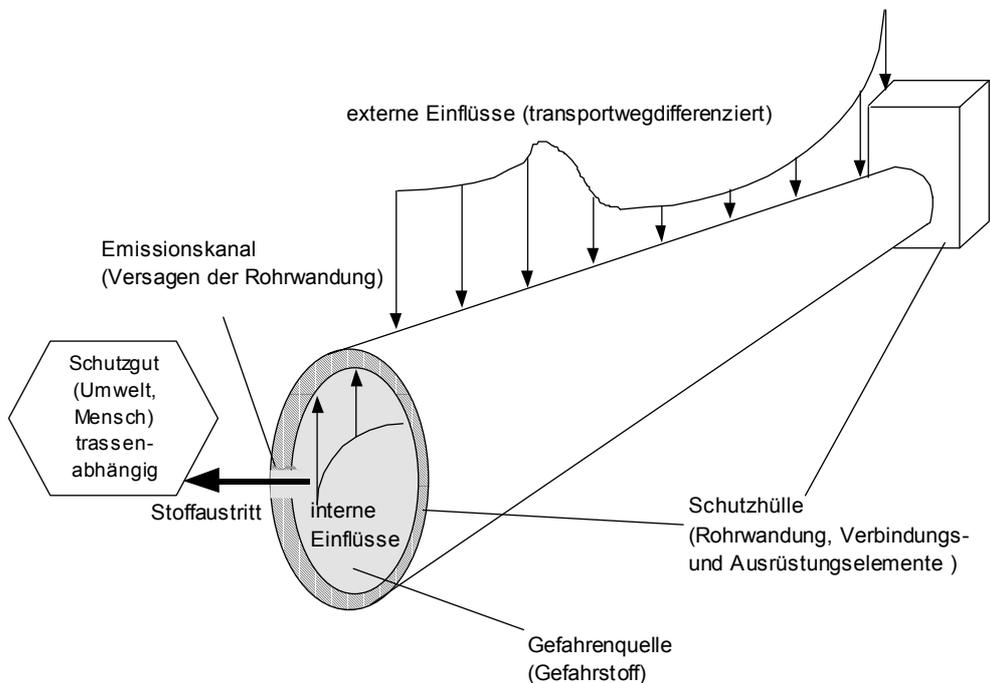


Abbildung 3.1: Spezifisches Grundmodell zur Gefährdungsbildung an Pipelineanlagen

Davon ausgehend, daß die Wirkungen der internen und externen Einflüsse im Verhältnis zum Widerstandsvermögen der Rohrwandung eng mit der Wahrscheinlichkeit des Schadenseintrittes korreliert und Schäden an Menschen und der Umwelt das zu betrachtende Schadensausmaß darstellen, ist die Eignung dieser spezifischen Modellvorstellungen für einen risikoanalytischen Ansatz gegeben.

Die weiterführenden Untersuchungen konzentrieren sich auf die Ermittlung und Charakterisierung der internen und externen Einflüsse und auf die Einbeziehung ihres Verhältnisses zu lokalen und rohrleitungsumfassenden Festigkeitsmerkmalen (Belastbarkeit). Die Analyse des stofflichen Gefährdungspotentials hat dafür aber auch für die später durchzuführenden Untersuchungen der Schadensauswirkungen eine wesentliche Bedeutung.

3.2 Analyse und Charakterisierung des Stoffsystems

Sowohl die Klassifizierung der Rohrfernleitungen in rechtsverbindlichen Vorschriften als auch das geforderte Niveau und die Schwerpunkte der sicherheitstechnischen Gestaltung richten sich vor allem nach den Eigenschaften des Transportgutes /66, 174 –176/.

Ausgehend von der Wirkung auf Menschen und die Umwelt eines angenommenen Stoffaustritts stellt das stoffliche Gefährdungspotential einer Anlage das Produkt aus der Menge und den Gefährlichkeitsmerkmalen eines Stoffes dar. Für Pipelineanlagen ist statt der Menge der Durchsatz relevant, so daß sich bei Rohrleitungsanlagen mit hohen Förderdrücken und Nennweiten das stoffliche Gefährdungspotential stark erhöht.

Prinzipiell müssen bei der Stoffanalyse die Stoffeigenschaften und Kennwerte untersucht werden, die sowohl für die Bildung gefährlicher Zustände als auch für die Auswirkungen bei Stoffemissionen relevant sind.

Eine Charakterisierung des Stoffsystems wird durch sicherheitstechnische Kenngrößen unter Einbeziehung der verfahrenstechnischen Bedingungen ermöglicht. Die Ermittlung dieser Kenngrößen kann über eine Literaturrecherche, mittels Stoffdatenbanken oder über experimentelle Untersuchungen als Bestandteil des anlagenbezogenen Datenkonzeptes erfolgen /160-165, 169, 170/.

Die im wesentlichen zu berücksichtigenden Stoffeigenschaften sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

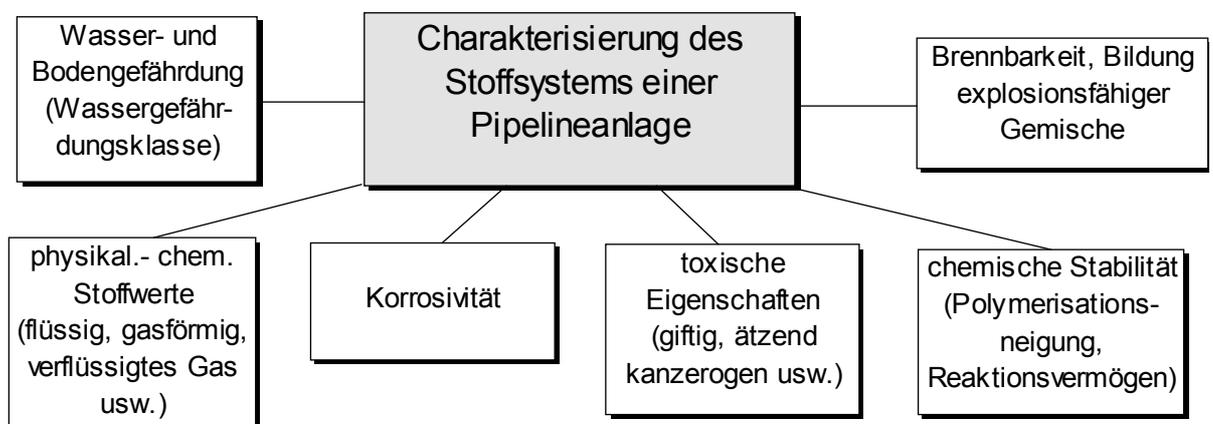


Abbildung 3.2: Zu berücksichtigende Eigenschaften des Stoffsystems

Das Maß des stofflichen Gefährdungspotentials ist immer im engen Zusammenhang mit den jeweiligen lokalen Umgebungsverhältnissen und den Verfahrensparametern zu sehen.

Insbesondere die Auswirkungen eines Stoffaustrittes sind danach differenziert zu bewerten, da z.B. schon kleinere Leckagen in schutzbedürftigen Gebieten (Trinkwasserschutzgebiete) erhebliche Umweltschäden zur Folge haben können. Umweltgefährlichkeit, Toxizität und Brennbarkeit sind dann die entscheidenden Stoffparameter, wenn bei einem Stoffaustritt Personen oder sensible Gebiete betroffen sind (Stationen, Nähe von Bebauungen, Flußquerungen). Diese Gefährlichkeitsmerkmale sind somit maßgeblich bei der Ermittlung der zu erwartenden Schadensauswirkungen im Rahmen der Risikoanalyse und des weiteren bei der Festlegung von Schutzmaßnahmen bei einem angenommenen Leckagefall /166, 167/. Weiterhin sind solche Stoffeigenschaften wesentlich, die für die Festlegung der Betriebsbedingungen, der Anlagengestaltungs- und Werkstoffkonzeption sowie speziell abgestimmter Sicherheitsmaßnahmen zu berücksichtigen sind. Dazu zählen vor allem die Korrosivität, Polymerisationsneigung und weitere physikalisch-chemische und thermodynamische Stoffwerte (z.B. Dampfdruck). Bei dem bei modernen Pipelineanlagen häufig realisierten Mehrstoffbetrieb ist zusätzlich die chemische Verträglichkeit der Stoffe bezogen auf deren Reaktivität zu beachten /168/.

Ein weiteres stoffspezifisches Gefährdungsmerkmal, welches jedoch in enger Beziehung zu den Förderbedingungen steht, ist die Druckenergie und daraus folgend das mechanische Schädigungspotential. Im Gegensatz zu Gashochdruckleitungen ist diese Gefahr bei Flüssigkeitsleitungen infolge der geringen Kompressibilität der Transportmedien relativ gering. Des weiteren kann es bei Flüssigkeitsleitungen im Falle des Rohrleitungsbruches auf Grund der hohen Geschwindigkeit der Druckentlastungswelle nicht zu großen Rißlängen kommen, was bei Gashochdruckleitungen insbesondere bei der Verwendung nicht genügend zäher Rohrwerkstoffe durchaus möglich ist /38, 181/. Die Auswirkungen bei Schadensfällen sind bei Flüssigkeitsleitungen deshalb in der Regel örtlich stark begrenzt.

Für eine Vielzahl der Fördermedien sind die Stoffwerte und die Gefährlichkeitsmerkmale bekannt, wobei für die Stoffbeurteilung auch eventuell vorhandene Verunreinigungen oder Beimengungen berücksichtigt werden müssen.

Aus den Gefährlichkeitsmerkmalen des Transportstoffes lassen sich direkte Sicherheits- und Schutzmaßnahmen ableiten, die eine Inaktivierung bzw. Minimierung der Gefährdungen als Zielstellung haben. In folgender Übersicht sind die Sicherheitsmaßnahmen den wesentlichsten Stoffeigenschaften formal zugeordnet.

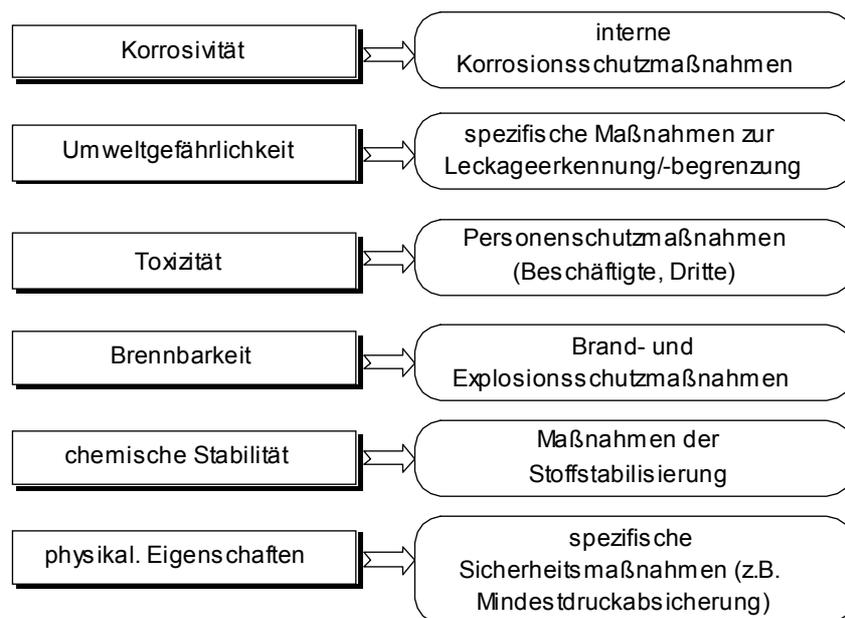


Abbildung 3.3: Sicherheitsmaßnahmen in Abhängigkeit der Stoffeigenschaften

Die Ergebnisse der Stoffanalyse fließen direkt als wesentliche Grundlage in die Risikoanalyse ein.

3.3 Ermittlung von Schadensursachen

Zur Ermittlung der Ursachen für Schäden können Ergebnisse der Auswertungen von Schadensereignissen genutzt werden. Als Schäden im Sinne dieser Untersuchungen werden Ereignisse an Fernleitungen berücksichtigt, bei denen ein ungewollter Stoffaustritt stattfindet und in dessen Folge das Schadensspektrum in Abhängigkeit der Materialeigenschaften die Boden- und Gewässerverunreinigung sowie Personenschädigungen durch Brände, Explosionen und Intoxikationen einschließt. Auf Grund der häufig gegebenen räumlichen Nähe der Pipelineanlage zu Wohnbebauungen und der öffentlichen Infrastruktur sind auch oft Auswirkungen auf die Bevölkerung zu verzeichnen, wobei Personenschäden meist dann auftreten, wenn durch Zündung des ausgetretenen brennbaren Stoffes eine Explosion oder ein Brand ausgelöst wird. Die Meldung der Schadensereignisse in Europa erfolgt im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Betreiber zentral an eine unabhängige Institutionen. Die zur Verfügung stehende Datenbasis bietet die Möglichkeit, mit Hilfe der retrospektiven Auswertung der Schadensfälle die Ursachen für das Versagen der Rohrleitungen zu klassifizieren.

Zwischen 1971 und 2000 wurden allein bezogen auf das westeuropäische Öl-Fernleitungsnetz 389 meldepflichtige Schadensfälle registriert, wobei insgesamt 65 071 m³ Gefahrstoffe in die Umgebung austraten /53, 54, 61, 201, 202/. Eine Übersicht über bemerkenswerte Schadensfälle bei Fernleitungsanlagen aus der Vergangenheit ist in Anlage 3 enthalten. Dabei ist zu erkennen, daß die Ursachen für Stoffaustritte meist sehr komplex und im konkreten Fall oft nur auf die räumliche und zeitliche Kopplung mehrerer Einzelursachen zurückzuführen sind. Für die weitere Untersuchung ist es jedoch erforderlich, eine geeignete Klassifizierung der Schadensursachen vorzunehmen.

Die Auswertung der Schadensfälle führt zu folgender Systematisierung der Ursachen für ein Versagen der Rohrwandung:

- ***Mechanische Fehler***
- ***Interne und externe Korrosion***
- ***Einwirkungen Dritter***
- ***Betriebliche Fehler***
- ***Bodenbewegungen***

In folgender Tabelle sind in Auswertung der Leckageereignisse (1971 - 2000) und das prozentuale Verlustvolumen den Ursachenkategorien zugeordnet /54, 201/.

Ursachenkategorie	Durchschnittlicher Anteil der Ereignisursachen	anteiliger Leckageverlust am Gesamtverlust
Mechanische Fehler	23 %	28 %
Betriebliche Fehler	8 %	4 %
Interne und externe Korrosion	30 %	16 %
Bodenbewegungen	4 %	13 %
Einwirkungen Dritter	35 %	39 %

Es ist erkennbar, daß die einzelnen Schadensursachen eine unterschiedliche Relevanz in der Gefährdungsbildung besitzen. Die häufigsten Ursachen für Leckagen sind Korrosionschädigungen der Rohrwandung, Einwirkungen Dritter und mechanische Fehler, wobei die austretenden Leckagemengen bei korrosionsbedingten Leckageereignissen vergleichsweise gering sind. Als besonders kritisch sind jedoch die Einwirkungen Dritter anzusehen. Ungewollte externe Einwirkungen treten sehr häufig auf, die Leckagemenge ist am größten und im Gegensatz zu den mechanischen und korrosionsbedingten Ursachen sind Pipelines unabhängig vom Alter und Zustand gefährdet. Die Möglichkeit der externen Einwirkungen durch Dritte ist im Vergleich zu anderen Anlagen ein spezifisches Merkmal der Rohrfernleitungen und nimmt auf Grund ihrer Brisanz eine Schlüsselstellung im Rahmen der Gefährdungsbildung ein. Dies ist bei der Umsetzung der sicherheitstechnischen Konzeption zu berücksichtigen.

Die ermittelten Ursachenkategorien für das Versagen der Rohrwandung haben in Abhängigkeit ihrer Wirkungscharakteristik einen differenzierten Einfluß auf die Entwicklung eines gefährlichen Systemzustandes. Ihre Einbeziehung in die komplexen risikoanalytischen Untersuchungen machen deshalb eine sicherheitsbezogene Bewertung erforderlich. Sie erfolgt im Hinblick auf die zeitliche und räumliche Wirkung auf das Pipelinesystem, woraus vordergründig eine Charakterisierung hinsichtlich

- Wirkungsweise (Reduzierung der Beanspruchbarkeit/Überbeanspruchung),
- Wirkungsraum (extern/intern, örtlich begrenzt/anlagenübergreifend),
- Wirkungsintensität (hoch/gering),
- zeitliches Auftreten (ständig/zeitlich begrenzt)

vorgenommen wird.

Diese Charakterisierung ist des weiteren Voraussetzung für die Ableitung der Anforderungen an die jeweils notwendigen Sicherheitsmaßnahmen. So erfolgt die Anordnung der Sicherheitsmaßnahme in Abhängigkeit des Wirkungsraumes, die Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Sicherheitselemente korrelieren mit der Wirkungsintensität und dem zeitlichen Auftreten. Weiterhin werden Hinweise auf die Möglichkeiten zur Vermeidung bzw. Minimierung dieser Schadensursachen gegeben, insbesondere, in welchen Lebensphasen der Einfluß dieser Maßnahmen am größten ist.

3.4 Sicherheitsbezogene Bewertung der Schadensursachen

3.4.1 Mechanische Fehler

Mechanische Fehler treten am Rohrkörper oder an den Verbindungselementen (Schweißnähte) auf und reduzieren die Festigkeit bzw. Belastbarkeit der betroffenen Elemente. Sie resultieren im wesentlichen aus:

- Konstruktions- und Dimensionierungsfehlern
- Material- und Herstellungsfehlern
 - ungenügende Werkstoffqualität
 - fehlerhafte Schweißnähte
 - falsche Werkstoffauswahl
- Fehlern bei der Verlegung
 - Ungleichmäßige Auflagerung
 - Einbeulungen und Beschädigungen

Das größte Potential zur Vermeidung der mechanischen Fehler liegt bei der Sicherung der Qualität im Rahmen der Dimensionierung, der Herstellung und Verlegung der Rohrleitung. Bei modernen Leitungsanlagen treten mechanische Fehler auf Grund der steigenden Qualitätsanforderungen, moderner Prüfmethode und des hohen technischen Entwicklungsstandes auf dem Gebiet der Metallurgie, der Rohrherstellungsverfahren und der Verletechnik selten auf.

Die Herstellung von Rundschweißnähten erfolgt nach strengen Richtlinien /197-199/. Schweißnahtfehler werden in der Regel anhand von sog. "good workmanship"-Kriterien oder nach den EPRG-Richtlinien /204/ beurteilt. Schweißnahtfehler, die vorgegeben Fehlergrößen überschreiten, werden repariert, so daß bei neuen Anlagen Fehler in Rundschweißnähten als Ursache für Rohrversagen kaum auftreten.

Für das Verhalten von Fehlern im Grundwerkstoff und in der Längsschweißnaht sind Vorhersagen entwickelt worden. Die Gefahr, daß eine im Werkstoff vorhandene Fehlstelle ein Leitungsversagen verursachen kann, hängt wesentlich von den Auslegungsbedingungen (Betriebsdruck, Wandstärke, Sicherheitsbeiwerte, Werkstoffeigenschaften) ab. Für die Abschätzung des Einflusses der Fehler auf die Sicherheit der Leitung haben sich vor allem das Batelle-Konzept /205/ sowie die britische Norm PD 6493 /206/ bewährt.

Im Gegensatz dazu ist bei älteren Anlagen häufiger mit mechanischen Fehlern zu rechnen, insbesondere, wenn die hohen Qualitätsanforderungen bei der Herstellung noch nicht erfüllt wurden. Schweißnahtfehler und Formabweichungen (Aufdachungen, Unrundheiten) des Rohrkörpers führen lokal zu einer verminderten Beanspruchbarkeit der drucktragenden Teile, so daß es schon bei bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen zum Versagen der Leitung kommen kann.

Die Ermittlung der Fehlstellen und geometrischen Abweichungen erfolgt durch den Einsatz intelligenter Molche, mit denen Inneninspektionen der Rohrleitungen durchgeführt werden.

Weitere umfangreiche Untersuchungen zur Problematik der mechanischen Fehler sind in der Literatur zu finden / 83-86, 88,122,145,181/.

In folgender Abbildung sind die Einflüsse für das Auftreten mechanischer Fehler zusammengefaßt.

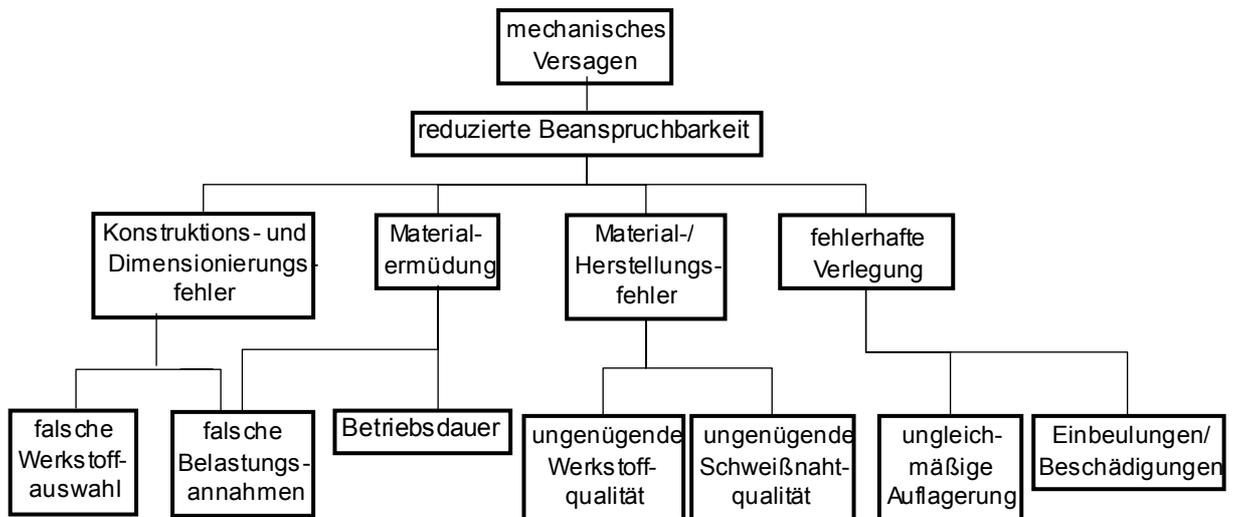


Abbildung 3.4: Einflußgrößen für das Auftreten mechanischer Fehler

Die relevanten Einflußgrößen für der Entstehung mechanischer Fehler können demnach mit „Rohrqualität“, „Leitungsverlegung“, „Design“ sowie „Betrieb/Überwachung“ zusammengefaßt werden, wobei die "Rohrqualität" und "Betrieb/Überwachung" eine höhere Relevanz haben als die anderen Einflußgrößen.

Zusammenfassende Bewertung der Versagensursache "Mechanische Fehler":

- direkte Reduzierung der vorgesehenen Beanspruchbarkeit der Rohrkörper und Verbindungselemente,
- Leitungsbruch auch unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen möglich,
- In Abhängigkeit der Fehlergröße und –art sowie der auftretenden Beanspruchung können diese kurzfristig oder nach längerer Betriebszeit zum Leckagefall führen,
- In Abhängigkeit des Anlagenzustandes meist örtlich begrenztes Auftreten.
- Vermeidung dieser Schadensursache vorwiegend in der Planungs- und Bauphase

3.4.2 Korrosion

Korrosionseinflüsse auf Pipelineanlagen sind sowohl **extern** (durch Umgebungsbedingungen) als auch **intern** (durch Transportstoffeigenschaften) zu erwarten. Korrosion wird im allgemeinen definiert als die Reaktion eines metallischen Werkstoffes (elektrochemisch, chemisch, metallphysikalisch) mit seiner Umgebung, die eine meßbare Veränderung des Werkstoffes bewirkt und zu einer Beeinträchtigung der Funktion (Beanspruchbarkeit) eines metallischen Bauteils oder eines ganzen Systems führen kann /190,191/. Bei Pipelineanlagen treten externe Korrosionen in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen und der Wirksamkeit der vorgesehenen Korrosionsschutzmaßnahmen (passive und aktive Korrosionsschutzmaßnahmen) örtlich differenziert auf /73-78/. Das Auftreten interner Korrosion hängt neben der Korrosivität des Transportstoffes wesentlich vom Design und den Betriebsbedingungen im Leitungssystem ab.

In Tabelle 3.2 sind die wesentlichen Korrosionsmechanismen und ihr Anteil an Schadensfällen an verfahrenstechnischen Anlagen enthalten. Daraus ist ersichtlich, daß die

abtragende Korrosion und die Spannungsrißkorrosion die häufigsten Schadensursachen sind. Beide Korrosionsarten sind auch an Pipelines zu erwarten.

Schadensart	Anteil der Schadensfälle [%]
abtragende Korrosion	28,2
Spannungsrißkorrosion	23,7
Lochkorrosion	14,3
interkristalline Korrosion	10,1
sonstige Lokalkorrosion	8,6
Verschleiß, Erosion, Kavitation usw.	7,9
Hochtemperaturkorrosion	2,8
Schwingungsrißkorrosion	2,7
Wasserstoffrißbildung	1,4

Abtragende Korrosion

Es tritt ein gleichmäßiger und ungleichmäßiger Flächenabtrag auf, wobei es sich vorwiegend um elektrochemische Vorgänge handelt.

Das Ausmaß der Korrosionreaktionen nimmt mit der Ausdehnung der Objekte zu, so daß erdverlegte Pipelines besonders gefährdet sind. Die externe Korrosionsgefährdung ändert sich auf Grund ihrer Potentialabhängigkeit mit dem Trassenverlauf teilweise recht stark und richtet sich nach der Bodenbeschaffenheit und nach möglichen elektrischen Einflüssen (Elementbildung oder Streuströme). Bei Elementbildung und Streuströmen ist immer mit frühzeitigem Auftreten von Schäden zu rechnen, so daß in diesem Falle Schutzmaßnahmen eine sehr hohe Priorität haben /190-192/.

Die interne Korrosionsgefährdung ist wesentlich durch die Korrosivität des Transportmediums bestimmt, wobei insbesondere wäßrige Medien und Stoffe mit CO₂ und O₂ als Bestandteile als korrosiv eingestuft werden. Bei Gas, Erdöl und deren Produkten kann im allgemeinen davon ausgegangen werden, daß keine abtragende Korrosion auftritt. Dies sollte jedoch durch einen Nachweis nach einer festgesetzten Betriebsdauer bestätigt werden, da vorhandene Verunreinigungen oder nicht abgeschiedenes Wasser korrosiv wirken können. Außerdem ist bei Änderungen des Transportmediums dessen Korrosivität neu zu bewerten.

Lochkorrosion

Die Lochkorrosion kann auf Grund ihres Mechanismus sehr schnell zur Bauteilzerstörung führen. Die Voraussetzung einer Lochkorrosion ist dann gegeben, wenn ein kritisches Korrosionspotential überschritten wird /74, 185/.

Spannungsrißkorrosion

Ein nicht unbeträchtlicher Teil der durch Korrosion verursachten Leckagefälle ist auf die Spannungsrißkorrosion zurückzuführen. Diese beginnt mit kleinsten Rissen in der Rohrwandung, die während des Betriebes bis zu einer kritischen Rißlänge wachsen können und zu einer Leckage oder zum Bruch der Pipeline führen. Ein für Spannungsrißkorrosion anfälliges Rohrmaterial, ein korrosiver Einfluß auf die Rohroberfläche sowie Zugbeanspruchung sind die Bedingungen für das Auftreten der Spannungsrißkorrosion. Wesentliche Untersuchungsergebnisse zur Spannungsrißkorrosion sind in /68/ enthalten.

wasserstoffinduzierte Rißkorrosion

Bei Vorhandensein von Wasserstoff im Fördermedium, wie zum Beispiel in Erdöl oder Erdgas, spielt die Korrosion durch Wasserstoff eine wesentliche Rolle. Die wasserstoffinduzierte Rißbildung tritt auch dann auf, wenn keine mechanischen Belastungen auf das Bauteil wirken. Die Wasserstoffschädigung ist ein sehr komplexer Vorgang, so daß selbst in der Literatur die Bewertung der Wasserstoffempfindlichkeit der Materialien unterschiedlich ausfällt /73, 86, 184, 185/.

Die Feststellung des Korrosionszustandes einer Leitung erfolgt mit Hilfe der intelligenten Molchtechnik und durch regelmäßige äußere Prüfungen in Verbindung mit einer Wanddickenmessung. Die Möglichkeiten zur Realisierung von Schutzmaßnahmen zur Vermeidung der Korrosion bieten sich sowohl in der Phase der Auslegung (Werkstoffauswahl, Wahl der Schutzhülle) als auch in der Betriebsphase (regelmäßige Prüfung der Korrosionsschutzmaßnahmen, Zustandsfeststellung) an.

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Einflußgrößen für das Entstehen externer und interner Korrosionsschäden zusammengefaßt:

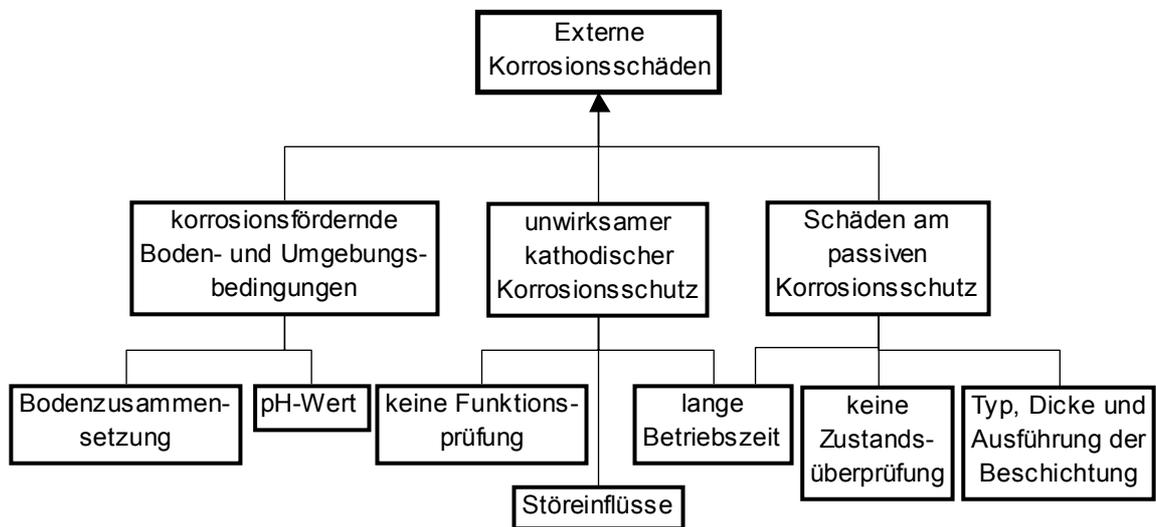


Abbildung 3.5: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung externer Korrosionsschäden

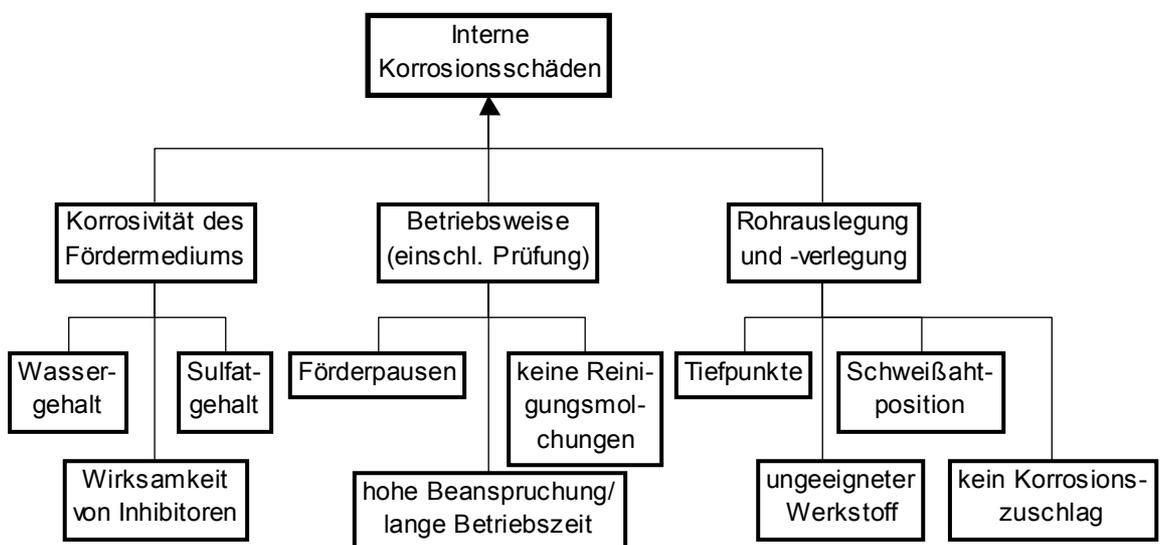


Abbildung 3.6: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung interner Korrosionsschäden

Die Bildung von externen Korrosionsschäden hängt demnach hauptsächlich von den "Umgebungsbedingungen", dem "kathodischen Korrosionsschutz" und dem passiven Korrosionsschutz ab. Die Schutzmaßnahmen haben dabei eine höhere Relevanz als die Umgebungsbedingungen.

Bei der Entstehung interner Korrosionsschäden haben die Korrosivität des Fördermediums, die Betriebsweise und die Rohrauslegung eine weitgehend gleiche Relevanz.

Zusammenfassende Bewertung der Versagensursachen "Interne Korrosion" und "Externe Korrosion":

- direkte Reduzierung der vorgesehenen Beanspruchbarkeit der Rohrkörper und Verbindungselemente,
- Leitungsbruch auch bei bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen möglich,
- Einwirkung auf den Rohrkörper von innen (interne Korrosion) und von außen (externe Korrosion),
- bei interner Korrosion ist i.d.R. gesamte Anlage betroffen; externe Korrosion ist trassenwegspezifisch,
- ständige Einwirkung auf den Rohrkörper,
- i.d.R. geringe Wirkungsintensität, da erst nach längerer Betriebszeit mit einer wesentlichen Beeinflussung gerechnet werden muß, damit vor allem bei älteren Leitungen relevant,
- Vermeidung dieser Schadensursache sowohl in der Planungs- als auch Betriebsphase

3.4.3 Einwirkungen Dritter

Entsprechend der Ergebnisse der Schadensauswertung stellt die Möglichkeit der Einwirkungen durch Dritte eine Besonderheit der Rohrfernleitungen im Vergleich zu anderen verfahrenstechnischen Anlagen dar. Die Gefahr, daß eine Fernleitung durch die Einwirkung Dritter beschädigt wird, ergibt sich daraus, daß sich ein Großteil der Pipeline auf öffentlich zugänglichem Territorium befindet und somit der unmittelbare und nicht kontrollierbare Zugriff fremder Personen möglich ist. Mit etwa 30% der Leckageereignisse zählt die Beschädigung durch Dritte neben der Korrosion zu den häufigsten Leckageursachen. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um unbeabsichtigte Beschädigung infolge von Bodenaushub-, Bohrungs- oder Grabungsarbeiten in der Nähe der Pipeline.

Weitere Ursachen sind u.a:

- Arbeiten an parallel verlegten Leitungen
- landwirtschaftliche Bodenbearbeitung
- geologische Bodenuntersuchungen

Die Unkenntnis über das Vorhandensein oder die genaue Lage der Fernleitung wird als häufigste Begründung von den Verursachern genannt /181, 136, 138/.

Obwohl im gesamten frei zugänglichen Bereich einer Pipeline grundsätzlich externe Einwirkungen durch Dritte möglich sind, ist erkennbar, daß bestimmte Trassenabschnitte besonders gefährdet sind. Dazu zählen besonders Gebiete, in denen Bauarbeiten, oder geologische Untersuchungen zu erwarten sind sowie Bereiche mit einer dichten Bebauung in Trassennähe. Auf diese Trassenabschnitte müssen sich die Maßnahmen zur Reduzierung der Gefahr externe Einwirkungen konzentrieren.

Die Belastungen, die durch einen äußeren Eingriff zum Beispiel durch Baggerzähne oder Bohreinrichtungen gewaltsam auf die Rohrwandung einwirken, können die zulässigen Beanspruchungswerte zum Teil erheblich übersteigen. Eine erhöhte Wanddicke bzw.

Festigkeit der Rohre kann die Möglichkeit einer zerstörenden Wirkung zwar reduzieren, jedoch nicht ausschließen.

Die Möglichkeiten zur Minimierung der Gefahr durch Einwirkung Dritter liegen vorwiegend in der Planungsphase (Trassenverlauf, Verlegetiefe, Design) und weniger in der Betriebsphase (regelmäßige Trassenkontrollen).

Die wesentlichen Einflüsse auf die Entstehung der Schadensursachen "Einwirkungen Dritter" ist in Abbildung 3.7 zusammengefaßt:

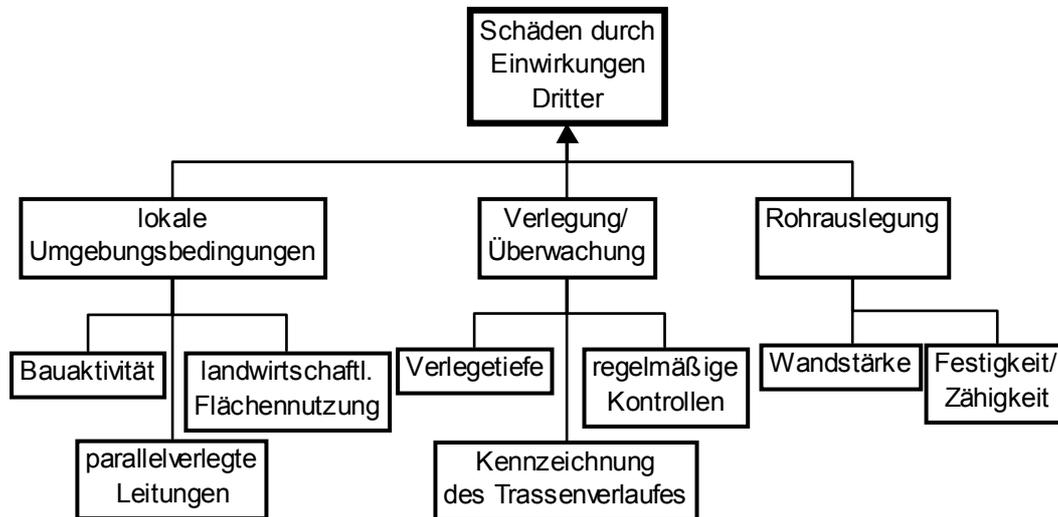


Abbildung 3.7: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung von Schäden durch externe Einwirkungen

Die lokalen Umgebungsbedingungen sind dabei ausschlaggebend für das Auftreten der Schadensursache "Einwirkungen Dritter". Sicherheitsmaßnahmen wie eine Erhöhung der Festigkeit oder eine intensivierete Überwachung können diese Schadensursache in der Regel nicht ausschließen, deren Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch reduzieren.

Zusammenfassende Bewertung der Versagensursache "Einwirkungen Dritter":

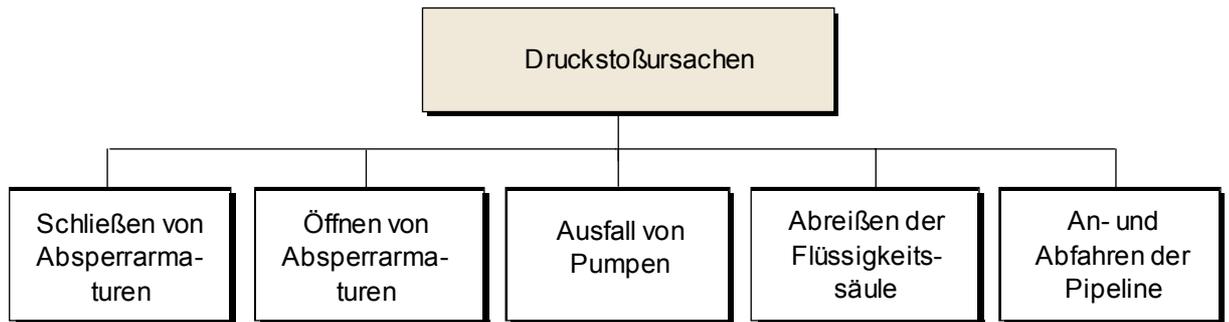
- Überbeanspruchung der Rohre und der Verbindungselemente
- Auftreten ist stark abhängig von den jeweiligen Trassenbedingungen
- Einwirkung von außen auf die Rohrleitung
- Auftreten ist unabhängig vom Alter und Zustand der Anlage
- hohe Wirkungsintensität (bei Auftreten sofortiges Versagen der Rohrwandung möglich)
- Vermeidung dieser Schadensursache vorwiegend in der Planungsphase

3.4.4 Betriebliche Fehler

Ausfälle bzw. Fehlfunktionen sicherheitstechnischer Ausrüstungen, und Fehlbedienungen führen in der Regel zu einer sicherheitsrelevanten Beeinflussung des Betriebszustandes. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, daß sicherheitsrelevante Betriebsparameter (z.B. Förderdruck) zulässige Grenzwerte überschreiten, womit eine Überbeanspruchung bzw. Schädigung der Rohrwandung oder der Ausrüstungselemente verbunden ist. Durch Fehlbedienungen (z.B. von Absperrrichtungen) oder bei unsachgemäßen Instandsetzungs-, Reparatur- bzw. Inspektionsarbeiten können direkt Stoffemissionen verursacht werden. Die wesentlichste Gefährdung besteht jedoch darin, daß durch Versagen von Betriebs- bzw. Sicherheitseinrichtungen oder durch falsche Betriebsführung Druckstöße erzeugt werden.

Während die Druckbelastung bei stationärem Betrieb (Förderdruck und strömungsbedingte Druckverluste) zulässige Grenzwerte, die im Rahmen der Berechnung und Dimensionierung des Pipelinesystems berücksichtigt werden, nicht überschreitet, ist dies bei Druckstößen grundsätzlich möglich. Druckstöße sind positive und negative Zusatzdrücke, die aus Trägheitskräften bei dynamischen Durchflußänderungen resultieren. Die Änderung des

Massendurchflusses durch das Rohrleitungssystem kann durch beabsichtigte Schalt- oder Regelvorgänge oder durch Störungen des Betriebes (Schließen oder Öffnen von Absperrventilen) hervorgerufen werden (vgl. Abbildung 3.8) /110- 112, 118, 181/.



hervorgerufen durch:

- Ausfall der Stromversorgung,
- Unterbrechung der Datenfernübertragung,
- Bauteilversagen,
- Fehlbedienung,
- Systemfehler.

Abbildung 3.8: Druckstoßursachen

Der resultierende Innendruck ergibt sich aus der Überlagerung des stationären Druckes mit dem instationären Druck.

$$p_i = p_{stat.} + \Delta p_{instat.} \quad (3.1)$$

Die zeitliche Druckänderung ist entscheidend von der Dynamik und der Größe der Massendurchflußänderung abhängig, ferner auch von den konstruktiven Gegebenheiten (Einbauten), der Leitungslänge und den Stoffparametern. Steile Druckwellenköpfe entstehen beim Schließen molchbarer Schieber, die sich in der Mitte eines längeren Rohrleitungsabschnittes befinden. Neben der Tatsache, daß eine effektive Drosselung erst in den letzten etwa 20% des Schließweges einsetzt, und damit in kurzer Zeit eine erhebliche Geschwindigkeitsreduzierung erfolgt, tritt zusätzlich zum Druckanstieg vor dem Schieber ein äquivalenter Druckabfall hinter dem Schieber auf, so daß die zur Geschwindigkeitserhöhung zur Verfügung stehende Druckdifferenz verdoppelt wird /89-91/.

Ähnlich steile Druckwellenköpfe entstehen bei Ausfall von Pumpenstationen, wenn die Auslaufzeit der Aggregate kurz ist.

Neben einer Überschreitung des zulässigen Innendruckes können negative Druckänderungen zu einer Unterschreitung des Dampfdruckes und damit zum Abreißen der Flüssigkeitssäule führen. Ein Wiederauffüllen der so entstandenen Hohlräume kann kritische Belastungen der Rohrleitung hervorrufen /115/.

Instationäre Betriebszustände (z.B. An- und Abfahren) sind demnach besonders kritisch im Zusammenhang mit der Entstehung von Druckstößen zu bewerten.

Die Möglichkeiten zur Minimierung der Gefahren durch Druckstöße sind vorwiegend durch die Auswahl technischer Ausrüstungen und zuverlässiger Sicherheitseinrichtungen sowie einem geeignetem Betriebsreglement gegeben (Betriebsphase). Der vollständigen Einbeziehung der Druckstoßbeanspruchung im Rahmen der Rohrdimensionierung sind in der Regel durch die sich damit ergebenden großen Wanddicken technisch und ökonomisch Grenzen gesetzt, jedoch verringert eine größere Wanddicke oder Festigkeit der Rohre die Gefährdung durch betriebliche Fehler.

Das Auftreten betrieblicher Fehler ist neben den Betriebsbedingungen und dem Design der Leitung wesentlich von der Ausführung und der Zuverlässigkeit der Sicherheitsausrüstung abhängig.

Die wesentlichsten Einflußfaktoren für die Entstehung betrieblicher Fehler sind in folgender Abbildung dargestellt:

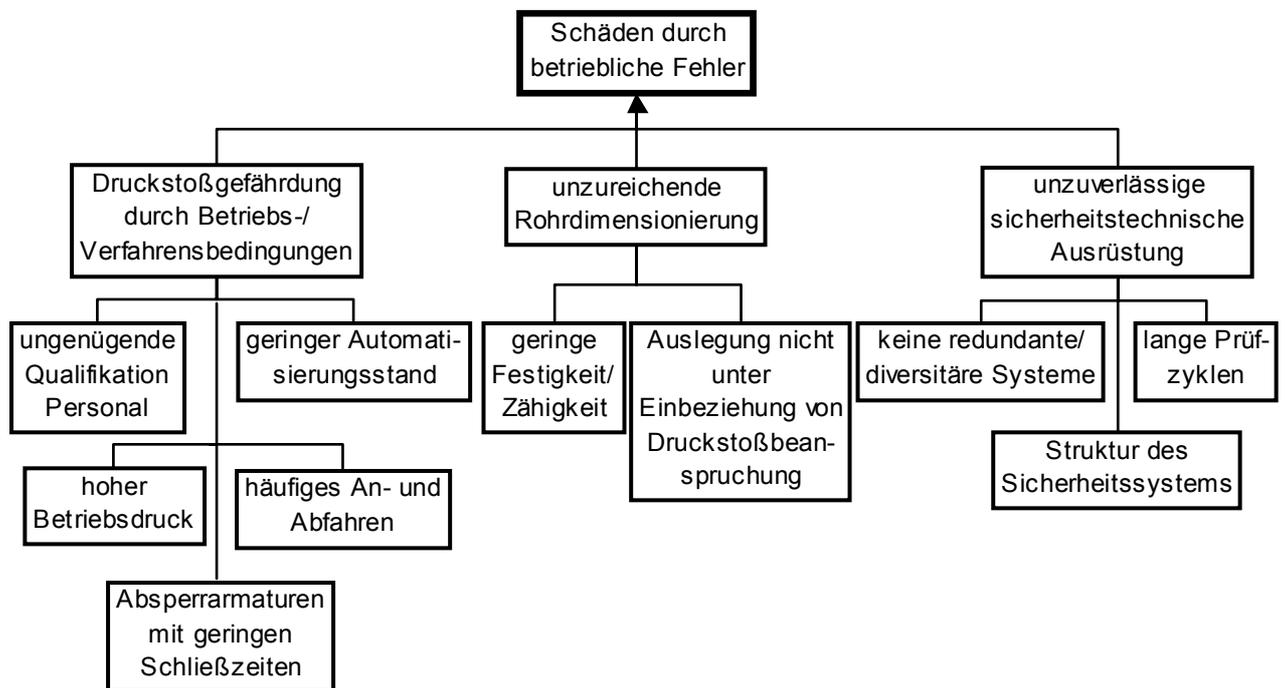


Abbildung 3.9: Einflußgrößen für die Entstehung betrieblicher Fehler

Die sicherheitstechnische Gestaltung der Ausrüstungen zur Vermeidung von betrieblich bedingten Überbeanspruchungen hat gegenüber den anderen Einflußgrößen eine höhere Relevanz.

Zusammenfassende Bewertung der Versagensursache "Betriebliche Fehler":

- Überbeanspruchung der Rohrleitung und der Verbindungselemente
- Einwirkung auf den Rohrkörper von innen
- kurzzeitige Wirkung auf die Rohrleitung
- hohe Wirkungsintensität (bei Auftreten sofortiges Versagen der Rohrwandung möglich)
- Vermeidung dieser Schadensursache vorwiegend in der Betriebsphase

3.4.5 Bodenbewegungen

Von einer Gefährdung durch Bodenbewegungen ist dann auszugehen, wenn eine Verlegung der Pipeline im Einwirkungsbereich ehemaliger oder aktiver Bergbaugebiete bzw. durch erdrutschgefährdete oder seismisch aktive Gebiete erfolgt. Bodenbewegungen verursachen eine Lageveränderung der Pipeline, womit das Auftreten eines kritischen Spannungszustandes verbunden ist, der unmittelbar zum Leitungsbruch führt oder eine Schädigung des Werkstoffgefüges zur Folge hat. Des Weiteren bestehen die Gefahren externer Überbeanspruchungen durch Bodenbewegungen im Bereich von Kreuzungen hochfrequentierter Verkehrswege und Gewässern.

Die Möglichkeiten zur Minimierung der Gefahr durch Bodenbewegungen liegen vorwiegend in der Planungs- und Auslegungsphase (Trassenverlauf, spezielle Schutzmaßnahmen) und eingeschränkt in der Überwachung der Lage der Leitung während des Betriebes.

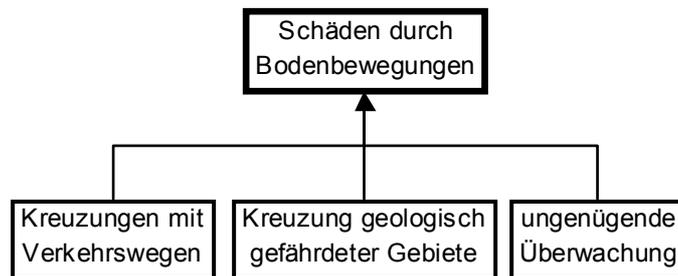


Abbildung 3.10: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung von Schäden durch Bodenbewegungen

Zusammenfassende Bewertung der Versagensursache "Bodenbewegungen":

- Überbeanspruchung der Rohrleitung und der Verbindungselemente
- Einwirkung auf den Rohrkörper von außen
- kurzzeitige oder langfristige Wirkung auf die Rohrleitung
- hohe Wirkungsintensität (bei Auftreten sofortiges Versagen der Rohrwandung möglich)
- Vermeidung dieser Schadensursache vorwiegend in der Planungsphase

4. Konzept zur Risikobewertung von Pipelineanlagen

4.1 Vorgehensweise

Mit den durchgeführten sicherheitstechnischen Untersuchungen wurden die Grundlagen für die Entwicklung eines Konzeptes zur Risikobewertung von Pipelineanlagen geschaffen. Es wird untersucht, wie wahrscheinlich es ist, daß die für einen Pipelineabschnitt ermittelten Gefährdungen wirksam werden und wie hoch der dabei entstehende Schaden wäre. Dabei werden die Erkenntnisse der durchgeführten sicherheitstechnischen Analysen sowie zusätzlich das sich ändernde territorialspezifische Schutzbedürfnis und das Auftreten der differenzierten sicherheitsbeeinflussenden Parameter entlang des Trassenverlaufes einbezogen.

Das Risiko wird nach /203/ definiert als Kombination

- der Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts mit
- dem Schadensausmaß.

Für Pipelineanlagen wird als Schaden die Stoffemission aus der Leitung in die Umgebung (Leckage durch Rohrversagen) und als Schadensausmaß die daraus resultierenden Schädigungen der Umwelt (Flora, Fauna, Gewässer, Böden) und der Personen (Beschäftigte, Dritte) definiert.

Voraussetzung für die Beurteilung des Risikos ist eine geeignete Unterteilung der Pipelineanlage in Untersuchungsabschnitte, da im Gegensatz zu vergleichbaren Methoden die Risikobewertung bei Rohrleitungsanlagen aufgrund ihrer linearen Struktur abschnittsweise erfolgen muß. Eine geeignete Unterteilung der Pipeline in Segmente (Segmentierung) ist außerdem erforderlich, da sie die Grundlage für die Ermittlung und Gestaltung der erforderlichen Datenbasis darstellt.

Die Festlegung der Pipelineabschnitte kann nach verschiedenen Methoden erfolgen:

1. Unterteilung in genügend kurze gleichmäßige Pipelinesegmente,
2. Segmentierung unter Berücksichtigung des Schutzbedarfs oder anderer spezifischer Bedingungen der Umgebung,
3. Segmentierung unter Berücksichtigung der anlagentechnischen Gestaltung.

Die Auswahl der Segmentierungsmethode richtet sich nach der Leitungslänge, der realisierten Anlagenstruktur sowie der Ausdehnung und Art der durchquerten Gebiete. Eine Risikoanalyse stellt insbesondere für Pipelineanlagen ein umfangreiches und aufwendiges Verfahren dar, da viele Einflußgrößen einzubeziehen sind. Es ist bei Fernleitungen mit sehr großer Längenausdehnung nicht vertretbar, für alle Pipelineabschnitte eine differenzierte Risikountersuchung durchzuführen. Aus diesem Grund werden in einem ersten Teil mit Hilfe eines Klassifizierungsverfahrens den Pipelinesegmenten Risikobereiche zugeordnet, die aus Untersuchungen zur Wahrscheinlichkeit eines Stoffaustrittes und zu den potentiellen Gefährdungen für Personen und Umwelt abgeleitet werden. Auf Grundlage der so klassifizierten Pipelineabschnitte erfolgen für die kritischen Bereiche weiterführende risikoanalytische Untersuchungen unter Einbeziehung von Auswirkungsbetrachtungen. In folgender Abbildung ist der prinzipielle Ablauf der Risikoanalyse zusammengefaßt.

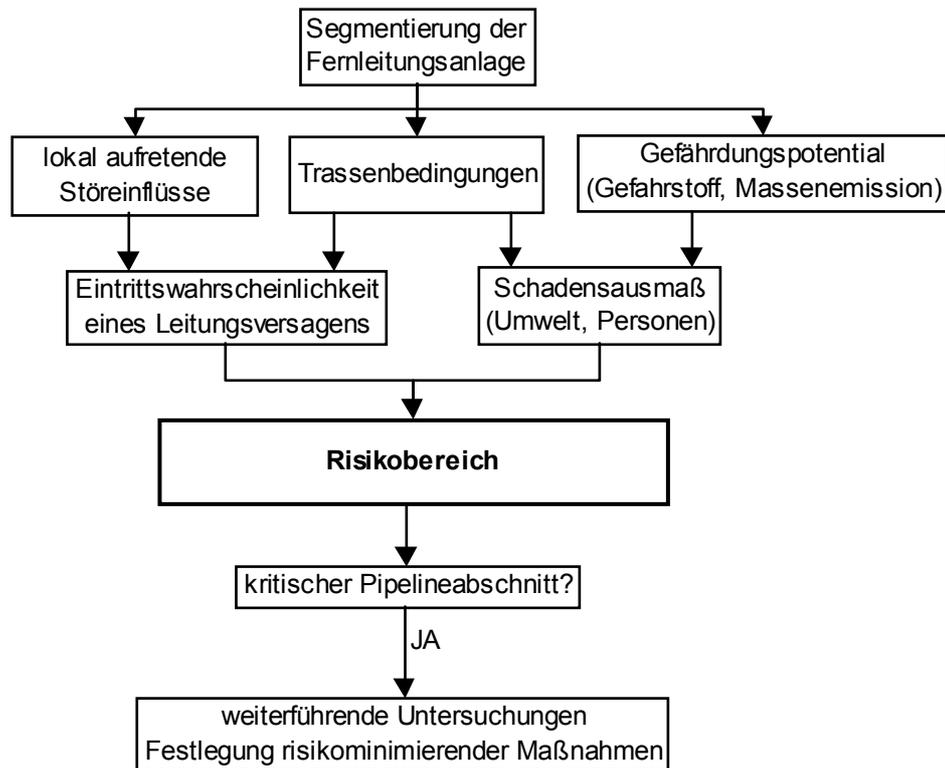


Abbildung 4.1: Prinzipieller Ablaufplan einer Risikoanalyse an Pipelineanlagen

4.2 Risikoklassifizierung der Pipelineabschnitte

4.2.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Im Rahmen der Risikoklassifizierung ist für die betrachtete Anlage eine umfassende und detaillierte Analyse der Schadensursachen und der Mechanismen der Gefährdungsbildung unter Berücksichtigung des wahrscheinlichen Schadensausmaßes durchzuführen. Die zu berücksichtigenden sicherheitskritischen Zustände ergeben sich primär aus einem angenommenen Leckageereignis, wobei das mögliche Schadensausmaß unter Einbeziehung der Stoffcharakteristik und der Umgebungsbedingungen abzuschätzen ist.

Das Grundproblem eines solchen komplexen und heterogenen Bewertungsverfahrens besteht vor allem in einer einheitlichen Skalierung bzw. Klassifizierung der Einfluß- und Auswirkungsgrößen. Zur Lösung dieses Problems werden Parameter definiert, welche die anlagen- und umgebungsbezogenen Bedingungen widerspiegeln. Sie sind für jeden Pipelineabschnitt zu ermitteln. Die Risikoklassifizierung (Festlegung des Risikobereiches) des Pipelineabschnittes erfolgt, ausgehend von der Definition des Risikos mit ermittelten Werten für die Leckagewahrscheinlichkeit (R_{Leck} als Äquivalent zur Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts) und für das Schadensausmaß (R_{Schad}).

Da ein Leckageereignis von der komplexen Wirkung interner oder externer Einflußgrößen abhängig ist, wird die Eintrittswahrscheinlichkeit für den Schadensfall ausschließlich von deren Auftreten und Charakteristik abgeleitet. Demzufolge werden die Risikoparameter für die Ermittlung der Leckagewahrscheinlichkeit in Anlehnung an die im Rahmen der Analyse zur Gefährdungsbildung ermittelten Schadensursachen festgelegt.

Die Beurteilung der Auswirkungen im Rahmen der Risikoklassifizierung bezieht sich auf die *potentiellen* Schäden an Personen und der Umwelt, woraus sich die Risikoparameter zur Ermittlung des Schadensausmaßes ableiten lassen.

Es werden folgende Risikoparameter definiert:

Risikoparameter zur Beurteilung der Leckagewahrscheinlichkeit (L):

- | | | |
|----|----------------------|-------------------------------|
| 1. | Externe Korrosion | $L_{\text{ext. Korr.}}$ |
| 2. | Interne Korrosion | $L_{\text{int. Korr.}}$ |
| 3. | Einwirkungen Dritter | $L_{\text{Einw. Dritter}}$ |
| 4. | Bodenbewegungen | $L_{\text{Bodenbeweg.}}$ |
| 5. | Mechanische Fehler | $L_{\text{mech. Fehler}}$ |
| 6. | Betriebliche Fehler | $L_{\text{betriebl. Fehler}}$ |

Risikoparameter zur Beurteilung der Schadensauswirkungen (S):

- | | | |
|----|-----------------|-----------------------|
| 7. | Personenschaden | S_{Personen} |
| 8. | Umweltschaden | S_{Umwelt} |

Mit den für den Leitungsabschnitt ermittelten Risikoparametern werden die Leckagewahrscheinlichkeit und die Schadensauswirkungen bestimmt. Aus der Kombination dieser beiden Werte ergibt sich für jeden Pipelineabschnitt der Risikobereich (vg. Abb. 4.2)

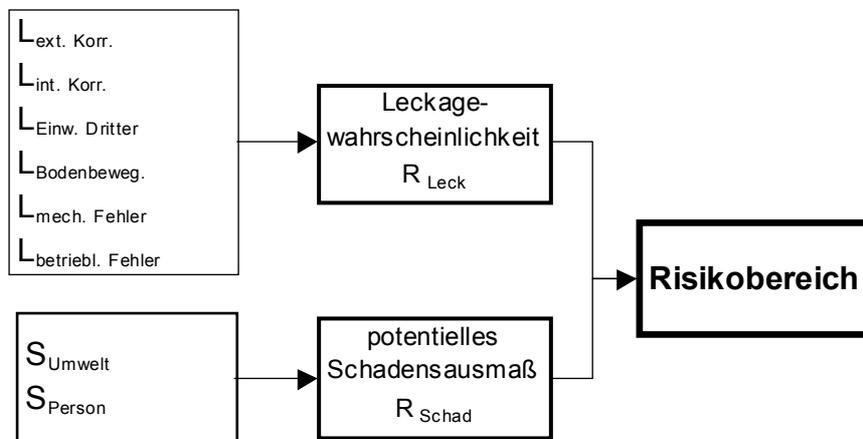


Abbildung 4.2: Ermittlung des Risikobereiches

4.2.2 Risikoparameter zur Bestimmung der Leckagewahrscheinlichkeit

4.2.2.1 Festlegung von Bewertungsvariablen

Die Bewertung der einzelnen Risikoparameter erfolgt differenziert unter Einbeziehung der wichtigsten Einflussfaktoren. Dazu werden für jeden Risikoparameter Variablen (v_n) definiert, die den jeweils relevanten Einflussfaktor widerspiegeln. So werden z.B. für den Risikoparameter "Externe Korrosion" ($L_{\text{ext. Korr.}}$) die Variablen "Umgebungsbedingungen" (v_1), "kathodischer Korrosionsschutz" (v_2) und "passiver Korrosionsschutz" (v_3) festgelegt (Zusammenstellung für jeden Risikoparameter in den Tabellen 4.1-4.6). Grundlage für die

Festlegung der Bewertungsvariablen sind die Ergebnisse der sicherheitsbezogenen Bewertung der Schadensursachen.

4.2.2.2 Wertigkeitsfaktor η_{vi}

Es ist notwendig, den einzelnen Bewertungsvariablen Wertigkeitsfaktoren (η_{vi}) zuzuordnen, da aus physikalischer und sicherheitstechnischer Sicht die Variablen unterschiedliche Relevanz im Rahmen der Gefährdungsbildung besitzen. So ist z.B. bei der Bewertung des Risikoparameters "Einwirkungen Dritter" ($L_{\text{Einw. Dritter}}$) den Variablen "Verlegung und Überwachung" und "Design" eine geringere Wertigkeit zuzuordnen als der Variable "Umgebungsbedingungen". Die Grundlage für die Festlegung der Wertigkeitsfaktoren ist die umfassende sicherheitstechnische Bewertung der einzelnen Schadensursachen.

Die Wertigkeitsfaktoren werden zwischen 0,1 (für weniger bedeutsame Variablen) und 1 (für bedeutsame Variablen) festgelegt werden, wobei die Summe der Wertigkeitsfaktoren für einen Parameter 1 beträgt.

Die in den Tabellen 4.1-4.6 angegebenen Wertigkeitsfaktoren stellen die Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen dar. Sie müssen jedoch bei neuen Erkenntnissen zur Gefährdungsbildung bzw. Ergebnissen aus Schadensuntersuchungen entsprechend angepaßt werden.

4.2.2.3 Wichtung der Bewertungsvariablen mit Hilfe von Bewertungskriterien

Die einzelnen Variablen werden mit Hilfe der Attribute 0, 1, 2 oder 3 bewertet, wobei der festgelegte Wert die Relevanz der Bewertungsvariable in dem jeweils betrachteten Pipelineabschnitt charakterisiert. Je kleiner der Wert ist, desto geringer ist die Bedeutung dieser Bewertungsvariable in diesem Pipelineabschnitt. Der Wert 0 bedeutet dabei, daß in dem Abschnitt der mit der Bewertungsvariable zu charakterisierende Einflussfaktor nicht wirksam ist und damit sicherheitstechnisch unkritische Bedingungen vorliegen (z.B. keine korrosionsfördernde Umgebungsbedingungen, hoher technischer Stand bei den Ausrüstungen, sehr gute Rohrqualität). Mit steigendem Wert nimmt die Bedeutung der Bewertungsvariable zu. Bei hohen Werten liegen sicherheitstechnisch kritische Bedingungen vor (z.B. korrosiver Transportstoff, gefährdende Umgebungsbedingungen). Die Zuordnung der Werte 0 bis 3 erfolgt in Abhängigkeit der Erfüllung des Standes der Technik, der konkreten Betriebs-, Verfahrens- oder Umgebungsbedingungen oder des Zustandes bzw. Alters der Pipelineanlage und setzt ein Team erfahrener Fachleute voraus, die ausreichende Kenntnisse über die zu bewertende Pipelineanlage und dem Stand der Technik bzw. ggf. unternehmerseitig festgelegten Standards besitzen. Mit der 4-Stufigkeit wird gewährleistet, daß eine ausreichende Berücksichtigung der spezifischen Bedingungen erfolgt, andererseits der subjektive Einfluss, der sich bei einer höheren Stufigkeit ergeben würden, gering bleibt.

Es ist grundsätzlich sehr schwierig, eine einheitliche Vorgabe für die Bewertung und Wichtung der Variablen festzulegen, da sich die jeweiligen Bedingungen stark unterscheiden und einzelne Unternehmen ggf. spezifische sicherheitstechnische Standards zu Grunde legen. Die in den Tabellen 4.1-4.6 aufgeführten Bewertungskriterien stellen jedoch eine wesentliche Grundlage dar und garantieren, daß die wichtigsten Einflussfaktoren in die Betrachtungen einbezogen werden.

In folgender Abbildung ist die grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Risikoparameter strukturiert zusammengefaßt:

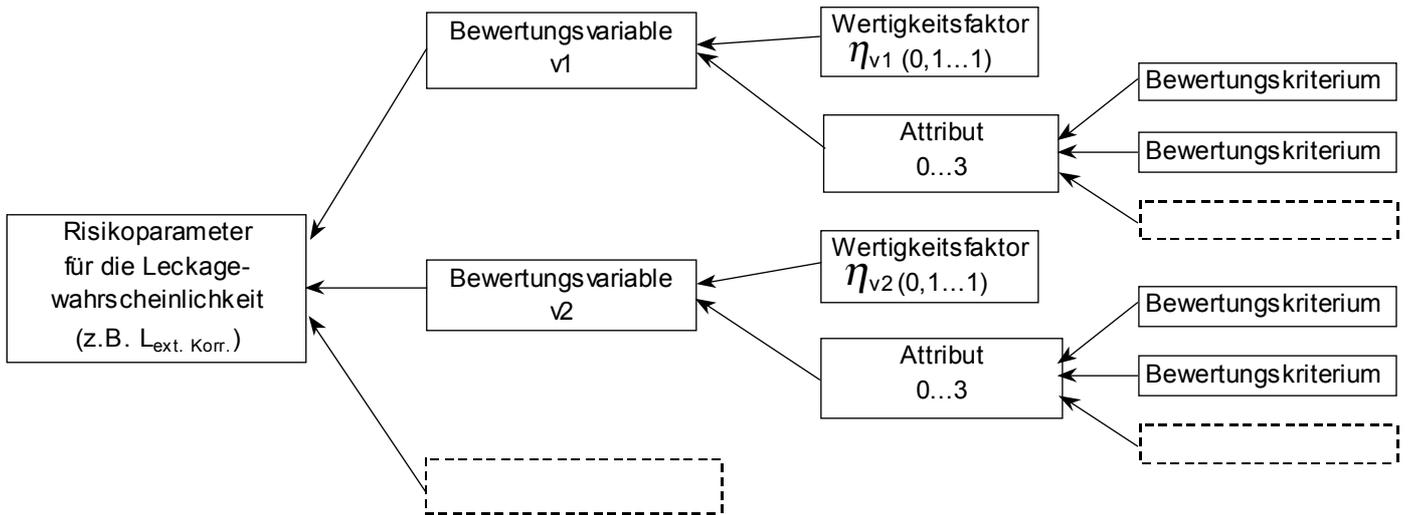


Abbildung 4.3: Grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Risikoparameter

4.2.2.4 Berechnung der Risikoparameter

Der jeweilige Risikoparameter wird durch Aufsummierung der einzelnen gewichteten Bewertungsvariablen nach folgenden Gleichungen ermittelt (Die Indizes sind den Tabellen 4.1-4.6 zu entnehmen):

$$\text{Externe Korrosion:} \quad L_{\text{ext.Korr.}} = \sum_{i=1}^3 \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.1)$$

$$\text{Interne Korrosion:} \quad L_{\text{int.Korr.}} = \sum_{i=4}^6 \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.2)$$

$$\text{Einwirkungen Dritter:} \quad L_{\text{Einw.Dritter}} = \sum_{i=7}^9 \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.3)$$

$$\text{Bodenbewegungen:} \quad L_{\text{Bodenbeweg.}} = \sum_{i=10}^{11} \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.4)$$

$$\text{Mechanische Fehler:} \quad L_{\text{mech.Fehler}} = \sum_{i=12}^{15} \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.5)$$

$$\text{Betriebliche Fehler:} \quad L_{\text{betriebl.Fehler}} = \sum_{i=16}^{18} \eta_{v_i} \cdot v_i \quad (4.6)$$

In den folgenden Tabellen sind die Bewertungsvariablen mit den Wertigkeitsfaktoren und wichtigsten Bewertungskriterien sowie die Indizes für alle Risikoparameter zur Bestimmung der Leckagewahrscheinlichkeit zusammengefasst:

Tabelle 4.1: Risikoparameter "Externe Korrosion" ($L_{\text{ext. Korr.}}$)			
Indizes	Bewertungsvariable (v_i)	wichtige Bewertungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
1	v_1 : Umgebungsbedingungen	Bodenzusammensetzung pH-Wert Temperatur elektr. Widerstand Bodendichte	$\eta_{v_1} = 0,2$
2	v_2 : kathodischer Korrosionsschutz	regelmäßige Funktionsprüfungen Alter Ausführung Störungseinflüsse	$\eta_{v_2} = 0,4$
3	v_3 : passiver Korrosionsschutz	Typ und Dicke der Außenbeschichtung Alter der Beschichtung regelmäßige Zustandsüberprüfung Störungseinflüsse Fehlstellen	$\eta_{v_3} = 0,4$

Tabelle 4.2: Risikoparameter "Interne Korrosion" ($L_{\text{int. Korr.}}$)			
Indizes	Bewertungsvariable (v_i)	wichtige Bewertungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
4	v_4 : Korrosivität des Fördermediums	Wassergehalt Sulfatgehalt pH-Wert Temperatur Inhibitoren andere korrosionsfördernde Elemente	$\eta_{v_4} = 0,4$
5	v_5 : Betrieb	Durchflussrate Stillstandszeiten Molchzyklen (Reinigung und Prüfung) Pipelinealter Inspektion	$\eta_{v_5} = 0,3$
6	v_5 : Rohrauslegung/-verlegung	Tiefpunkte Korrosionsbeständigkeit des Werkstoffes Schweißnahtposition Korrosionszuschläge	$\eta_{v_5} = 0,3$

Tabelle 4.3: Risikoparameter "Einwirkungen Dritter" ($L_{\text{Einw. Dritter}}$)			
Indizes	Bewertungsvariable (v_i)	wichtige Bewertungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
7	v_7 : Umgebungsbedingungen	Bauaktivität in der Umgebung Flächennutzung (Landwirtschaftliche Nutzungsintensität) parallelverlegte Leitungen	$\eta_{v_7} = 0,5$

8	v ₈ : Verlegung und Überwachung	Verlegetiefe, Kennzeichnung des Trassenverlaufes Information der anliegenden Bevölkerung, Unternehmen und Behörden regelmäßige Begehungen und Befliegungen	$\eta_{v8} = 0,2$
9	v ₉ : Design	Wandstärke Materialqualität Durchmesser/Wandstärke- Verhältnis	$\eta_{v9} = 0,3$

Tabelle 4.4: Risikoparameter "Bodenbewegungen" ($L_{\text{Bodenbew.}}$)

Indizes	Bewertungsvariable (v _i)	wichtige Bewertungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
10	v ₁₀ : Kreuzungen	Gewässer, Straßen Eisenbahntrassen Durchörterungstiefe Schutzrohrverlegung	$\eta_{v10} = 0,2$
11	v ₁₁ : Umgebungsbedingungen	Bodenverhältnisse Bergbaugebiet erdbebengefährdete Gebiete seismisch aktives Gebiet Überwachungsstrategie	$\eta_{v11} = 0,8$

Tabelle 4.5: Risikoparameter "Mechanische Fehler" ($L_{\text{mechan. Fehler}}$)

Indizes	Bewertungsvariable (v _i)	wichtige Bewertungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
12	v ₁₂ : Rohrqualität	Qualitätssicherungssystem bei der Herstellung Schweißnahtausführung Materialqualitätsnachweis Betriebszeit	$\eta_{v12} = 0,3$
13	v ₁₃ : Verlegung	Überwachung Schweißnahtprüfung Stresstest/Druckprüfung	$\eta_{v13} = 0,2$
14	v ₁₄ : Design	max. Betriebsdruck Auslegungsdruck Sicherheitsbeiwerte und Zuschläge Werkstoffeigenschaften	$\eta_{v14} = 0,2$
15	v ₁₅ : Betrieb und Überwachung	Inspektionsmaßnahmen regelmäßige Prüfungen Druckprüfungen Belastungskollektiv Alter der Leitung	$\eta_{v15} = 0,3$

Tabelle 4.6: Risikoparameter "Betriebliche Fehler" ($L_{\text{betriebl. Fehler}}$)			
Indizes	Bewertungsvariable (v_i)	wichtige Wichtungskriterien	Wertigkeitsfaktor (η_{v_i})
16	v_{16} : Betrieb und Verfahrensbedingungen	Qualifikation der Bediener Automatisierungsgrad An- und Abfahrprozeduren Reaktion auf Betriebsstörungen Dokumentation Druckverlauf Zwischenpumpstationen max. Betriebsdruck Stoffeigenschaften Druckstoßgefährdung (schnellschließende Armaturen)	$\eta_{v_{16}} = 0,2$
17	v_{17} : Design/Auslegung	Sicherheitsbeiwerte Materialeigenschaften Auslegungsdruck/Betriebsdruck Berücksichtigung von Druckstoßbelastungen	$\eta_{v_{17}} = 0,3$
18	v_{18} : Sicherheitsausrüstung	Schutzeinrichtungen gegen Druckstöße und Überbeanspruchungen Sicherheitsstrukturen Datenfernübertragung Pumpensteuerungen Zuverlässigkeit der sicherheitstechn. Ausrüstung	$\eta_{v_{18}} = 0,5$

Die Werte für die Bewertungsvariablen und damit für die Risikoparameter variieren mit dem Trassenverlauf und müssen für jeden definierten Pipelineabschnitt separat ermittelt werden. Die ermittelten Risikoparameter repräsentieren damit die differenziert vorhandenen Einflüsse auf die Leckagewahrscheinlichkeit. Bei einem Wert zwischen 0 und 1 hat der Parameter einen geringeren Einfluss auf die Leckagewahrscheinlichkeit. Ein Wert über 1 bedeutet, daß der Parameter aufgrund der Bedingungen bzw. unzureichender Sicherheitsmaßnahmen einen erhöhten Einfluß aufweist.

Mit Hilfe der ermittelten Risikoparameter unter Anwendung dieses Algorithmus und einer entsprechenden grafischen Dokumentation der Ergebnisse ist es möglich, Schwachpunkte einer Pipelineanlage differenziert ermitteln zu können bzw. defizitäre Anlagenabschnitte zu definieren.

Beispiel:

Für einen Pipelinebereich soll der Parameter "Externe Korrosion" ($L_{\text{ext. Korr.}}$) ermittelt werden. Der Pipelinebereich wird dazu in 3 Abschnitte unterteilt.

1. Abschnitt:

Umgebungsbedingungen

Die Bodenbewertung ergab geringe korrosionsfördernde Eigenschaften.

$$v_{1/1} = 1$$

kathodischer Korrosionsschutz

Anlagenalter: 10 Jahre, Ausführung entspricht nicht mehr dem aktuellen technischen Standard, es erfolgen regelmäßige Funktionsprüfungen, keine Störeinflüsse

$$v_{2/1} = 2$$

passiver Korrosionsschutz

Bitumenbeschichtung, Alter der Beschichtung: 10 Jahre, letzte Zustandsüberprüfung vor 5 Jahren ergab keine Beschädigungen

$$v_{3/1} = 1$$

$$L_{\text{ext. Korr./1}} = \eta_{v1}v_{1/1} + \eta_{v2}v_{2/1} + \eta_{v3}v_{3/1} = 0,2 \cdot 1 + 0,4 \cdot 2 + 0,4 \cdot 1 = 1,4$$

2. *Abschnitt:*

Umgebungsbedingungen

Die Bodenbewertung ergab erhöhte korrosionsfördernde Eigenschaften.

$$v_{1/2} = 2$$

kathodischer Korrosionsschutz

Schutzanlage wurde vor 1 Jahr erneuert und entspricht dem aktuellen technische Standard, es erfolgen regelmäßige Funktionsprüfungen, keine Störeinflüsse

$$v_{2/2} = 0$$

passiver Korrosionsschutz

Die Bitumenbeschichtung für diesen Abschnitt wurde vor 1 Jahr erneuert.

$$v_{3/2} = 0$$

$$L_{\text{ext. Korr./2}} = \eta_{v1}v_{1/2} + \eta_{v2}v_{2/2} + \eta_{v3}v_{3/2} = 0,2 \cdot 2 + 0,4 \cdot 0 + 0,4 \cdot 0 = 0,4$$

3. *Abschnitt:*

Umgebungsbedingungen

Die Bodenbewertung ergab erhöhte korrosionsfördernde Eigenschaften.

$$v_1 = 2$$

kathodischer Korrosionsschutz

Anlagenalter: 10 Jahre, Ausführung entspricht nicht mehr dem aktuellen technische Standard, es erfolgen regelmäßige Funktionsprüfungen, keine Störeinflüsse

$$v_2 = 2$$

passiver Korrosionsschutz

Bitumenbeschichtung, Alter der Beschichtung: 10 Jahre, letzte Zustandsüberprüfung vor 5 Jahren ergab leichte bis mittlere Beschädigungen der Umhüllung und leichten Korrosionsabtrag am Rohr

$$v_3 = 3$$

$$L_{\text{ext. Korr./3}} = \eta_{v1}v_{1/3} + \eta_{v2}v_{2/3} + \eta_{v3}v_{3/3} = 0,2 \cdot 2 + 0,4 \cdot 2 + 0,4 \cdot 3 = 2,4$$

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt praktischerweise in einer entsprechenden Auftragung der ermittelten Bewertungsvariablen und des Risikoparameters für jeden Trassenabschnitt.

Bewertungsvariable	Wertigkeitsfaktor				
Umgebungsbedingungen	$\eta_{v1} = 0,2$				3
					2
kathodischer Korrosionsschutz	$\eta_{v2} = 0,4$				1
					0
					3
passiver Korrosionsschutz	$\eta_{v3} = 0,4$				2
					1
					0
Risikoparameter $L_{\text{ext. Korr.}}$		1,4		2,4	2
			0,4		1
					0
		Abschnitt 1	Abschnitt 2	Abschnitt 3	

In diesem Beispiel ist der Wert für den Risikoparameter " $L_{\text{Ext.Korr.}}$ " im Abschnitt 3 am größten und gibt so Hinweise auf Schwachstellen hinsichtlich des Korrosionsschutzes. Auf gleiche Weise ist für jeden Pipelineabschnitt die Bewertung der einzelnen Risikoparameter vorzunehmen. Es ist zu erkennen, daß mit dieser Vorgehensweise eine Ermittlung von kritischen Pipelinebereichen möglich ist und die Ergebnisse genutzt werden können, um schon in dieser Bearbeitungsphase gezielt Maßnahmen zur Reduzierung der Werte einzelner Risikoparameter festzulegen.

4.2.2.5 Ermittlung der Leckagewahrscheinlichkeit R_{Leck}

Die Leckagewahrscheinlichkeit ist inhaltlich gleichzusetzen mit der Versagensrate von Rohrfernleitungen. Im Rahmen der retrospektiven Untersuchungen, in denen Schadensfälle statistisch ausgewertet wurden, sind Werte für Versagensraten differenziert nach Schadensursache ermittelt worden (Tabelle 4.7). Diese Werte für Versagensraten bilden die Grundlage für die Berechnung der Leckagewahrscheinlichkeiten. Es ist jedoch erforderlich, diese Versagensraten durch fortlaufende Auswertung von Schadensereignissen ständig zu aktualisieren. Für die Durchführung der Risikoanalyse bzw. zur Bestimmung spezifischer Schadenseintrittswahrscheinlichkeiten stellen die ermittelten Daten eine ausreichende Basis dar, da sich das Verhältnis zwischen den einzelnen Schadensursachen nicht wesentlich ändern wird.

Tabelle 4.7: Anteilige Versagensraten in Abhängigkeit der Gefährdungsquelle (statistische Auswertung 1971-2000)	
/54, 38, 201/	
Gefährdungsquelle (n) (Schadensursache)	Versagensrate R_n $[\text{km a}]^{-1}$
Externe Korrosion	$1,05 \cdot 10^{-4}$
Interne Korrosion	$6,6 \cdot 10^{-5}$
Einwirkungen Dritter	$2,0 \cdot 10^{-4}$
Bodenbewegungen	$2,3 \cdot 10^{-5}$
Mechanische Fehler	$1,3 \cdot 10^{-4}$
Betriebliche Fehler	$4,6 \cdot 10^{-5}$
statistische Leckagewahrscheinlichkeit $R_{\text{Leck.stat.}}$	$5,7 \cdot 10^{-4}$

Die Berechnung der Leckagewahrscheinlichkeit erfolgt nach folgender Gleichung:

$$R_{\text{Leck}} = (R_{\text{ext. Korr.}} \cdot L_{\text{ext. Korr.}} + R_{\text{int. Korr.}} \cdot L_{\text{int. Korr.}} + R_{\text{Bodenbew.}} \cdot L_{\text{Bodenbew.}} + R_{\text{mech. Fehler}} \cdot L_{\text{mech Fehler}} + R_{\text{betriebl. Fehler}} \cdot L_{\text{betriebl. Fehler}}) \cdot l_{\text{Abschnitt}} \quad (4.7)$$

$l_{\text{Abschnitt}}$ ist dabei die Länge des untersuchten Abschnittes (in km).

Als Ergebnis erhält man für den Pipelineabschnitt einen Wert für die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens (Leckage), der sich zum einen aus der differenzierten Untersuchung des konkret vorliegenden Systems ergibt und die statistische Wahrscheinlichkeit für eine Schadensursache berücksichtigt. Eine Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeit ist für die weitere Betrachtung nicht erforderlich. Es ist deshalb sinnvoll, für die Ermittlung kritischer Pipelineabschnitte eine relative Leckagewahrscheinlichkeit $R_{\text{Leck/rel.}}$ zu definieren:

$$R_{\text{Leck/rel.}} = \frac{R_{\text{Leck}}}{(R_{\text{Leck/stat.}}) \cdot l_{\text{Abschnitt}}} \quad (4.8)$$

$R_{\text{Leck/rel.}}$ stellt einen Indikator dar, der angibt, welche Bereiche im Vergleich zu anderen Pipelineabschnitten bzw. im Verhältnis zum Stand der Technik bei anderen Pipelineanlagen eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Schadensfälle aufweisen. Dabei sind folgende Fälle zu unterscheiden:

$R_{\text{Leck/rel.}} < 1$ -> Der Pipelineabschnitt weist eine durchschnittlich geringere Schadenswahrscheinlichkeit auf

$R_{\text{Leck/rel.}} > 1$ -> Der Pipelineabschnitt weist eine durchschnittlich höhere Schadenswahrscheinlichkeit auf

Beispiel:

Für 3 Pipelineabschnitte wurden im Rahmen der sicherheitstechnischen Untersuchungen folgende Werte für die Risikoparameter ermittelt:

Risikoparameter	1. Abschnitt (1 km)	2. Abschnitt (1 km)	3. Abschnitt (1 km)
$L_{\text{ext. Korrr.}}$	1,4	0,4	2,4
$L_{\text{int. Korrr.}}$	0,8	0,4	0,4
$L_{\text{ext. Einw.}}$	1,8	0,6	1,2
$L_{\text{Bodenbeweg.}}$	0,4	0,2	1,4
$L_{\text{mechan. Fehler}}$	1,3	1,3	1,3
$L_{\text{betriebl. Fehler}}$	1	1	1,5

Aus diesen Werten werden für jeden Abschnitt nach den Formeln 4.7 und 4.8 und auf Grundlage der Werte für R_n aus Tabelle 4.7 R_{Leck} sowie $R_{\text{Leck/rel.}}$ berechnet

	1. Abschnitt (1 km)	2. Abschnitt (1 km)	3. Abschnitt (1 km)
$R_{\text{Leck}} [1/a]$	$7,8 \cdot 10^{-4}$	$4,7 \cdot 10^{-4}$	$7,9 \cdot 10^{-4}$
$R_{\text{Leck/rel.}} [-]$	1,37	0,71	1,38

Für die Bestimmung sicherheitstechnischer Schwachstellen bei einer Pipeline und Graduierung von Pipelineabschnitten eignet sich vor allem die Ermittlung und Darstellung der einzelnen Risikoparameter und der Bewertungsvariablen, da diese wesentlich aussagekräftiger sind als ein ermittelter Wert für die Leckagewahrscheinlichkeit.

4.2.3 Bestimmung der Schadensauswirkungen

4.2.3.1 Vorbemerkung

Im Rahmen der Risikoklassifizierung der zu untersuchenden Pipelineabschnitte sind die potentiellen Auswirkungen von Stoffaustritten abzuschätzen. Dies erfolgt mit Hilfe der Risikoparameter S_{Person} und S_{Umwelt} , die die potentiellen Auswirkungen auf Menschen und die Umwelt charakterisieren. Die Bestimmung der Parameter S_{Person} und S_{Umwelt} ist bei Transportstoffen relevant, die aufgrund ihrer Toxizität, Brennbarkeit, Wassergefährdung usw. potentiell Schäden an Personen bzw. der Umwelt verursachen können.

4.2.3.2 Ermittlung des Risikoparameters S_{Person}

Der Risikoparameter S_{Person} beschreibt die Möglichkeit einer Schädigung von Personen bei einer Stoffemission und ist bei brennbaren und toxischen Transportstoffen festzulegen. Es wird grundsätzlich ein Bereich von 500m beidseitig der Leitungsanlage entlang des Trassenverlaufes als Gefährdungsbereich definiert. Damit werden weitestgehend sämtliche schädigenden Wirkungen von Stoffemissionen auf Personen berücksichtigt. Dieser Bereich kann jedoch reduziert werden oder ist zu erweitern, wenn dies die Anlagenspezifika (Nennweite, Druck, Gefährlichkeit des Transportstoffes) erfordert.

Es sind folgende Schutzobjekte innerhalb des Gefährdungsbereiches zu berücksichtigen:

- | | |
|---------------------------------|---|
| bewohnte Gebietsart: | Kreuzung öffentliche Verkehrsflächen |
| - Wohngebiet (Stadt, Gemeinde) | - Autobahnen, Fernverkehrsstraßen, Nebenstraßen |
| - Gewerbegebiet/Industriegebiet | - Schienenwege |
| - landwirtschaftliche Betriebe | |

Besondere Schutzobjekte

- Sportstätten/Freibäder
- Krankenhäuser/Schulen/Kindergärten
- Versammlungsplätze

Der Parameter S_{Person} ist abhängig von der Anzahl der bei einem Stoffaustritt betroffenen Personen, von deren Aufenthaltswahrscheinlichkeit im Gefährdungsbereich, vom Abstand der Personen vom Unfallort sowie der Möglichkeit, durch Maßnahmen der Gefahrenabwehr eine Schadensminimierung vorzunehmen. Bei genügender Erfahrungen und entsprechendem Fachwissen können die Pipelineabschnitte direkt durch Bewertung des Parameters S_{Person} klassifiziert werden (Tabelle 4.8).

Anderenfalls oder zur Unterstützung bzw. als Entscheidungshilfe kann S_{Person} nach folgender Vorgehensweise bestimmt werden:

Es werden folgende Variablen definiert:

- P - durchschnittliche Anzahl der betroffenen Personen (max. 100 Personen)
- β - Parameter zur Charakterisierung der Aufenthaltswahrscheinlichkeit
- r - minimalster Abstand der Schutzobjekte zur Gefahrenstelle [m], (max. 500 m, zu betrachten sind mindestens 30 m)
- ϕ - Parameter zur Charakterisierung der Möglichkeit zur Schadensminimierung/-begrenzung am betrachteten Pipelineabschnitt

Für den Parameter β (Aufenthaltswahrscheinlichkeit) gelten folgende Festlegungen /38/:

Wohngebiete, besondere Schutzobjekte:	$\beta = 0,85..0,6$
Verkehrsflächen mit hoher Verkehrsfrequenz:	$\beta = 0,6..0,4$
Gewerbe und Industriezonen:	$\beta = 0,4..0,25$
Verkehrsflächen mit geringer Verkehrsfrequenz:	$\beta = 0,3..0,1$

Die Möglichkeit bzw. Effektivität einer Schadensbegrenzung bzw. Schadensminimierung (insbesondere Leckageerkennung und -ortung sowie Gefahrenabwehr) wird durch den Parameter ϕ berücksichtigt:

- $\phi = 1$ keine effektive Schadensbegrenzung bzw. -minimierung möglich
- $\phi = 0,9..0,8$ Schadensbegrenzung, -minimierung möglich
- $\phi = 0,8..0,7$ effektive Schadensbegrenzung, -minimierung gegeben

Für stationäre Schutzobjekte kann S_{Person} mit folgendem Ansatz bestimmt werden

$$S_{\text{Person}} = - \frac{\phi}{\log\left(\frac{P \cdot \beta}{r^2}\right)} \quad (4.9)$$

Da bei den Auswirkungen von Stoffaustritten (Wärmestrahlung, Stoffausbreitung) der Abstand zum Schutzobjekt r einen erheblichen Einfluß hat, wird dies bei der Ermittlung von S_{Person} durch eine quadratische Abhängigkeit berücksichtigt.

Für Kreuzungen mit öffentlichen Verkehrswegen kann S_{Person} in Abhängigkeit von der Verkehrsdichte (f_v - [Fahrzeuge/24h] im Jahresmittel) durch folgenden Zusammenhang bestimmt werden.

$$S_{\text{Person}} = \frac{\log(f_v)}{C} \quad (4.10)$$

Eine Parameterbetrachtung zu den Gleichungen (4.9) und (4.10) ist in Anlage 4 enthalten. Bei der Kreuzung anderer Verkehrswege ist S_{Person} in Abhängigkeit der Verkehrsdichte direkt festzulegen. Als Verkehrswege mit geringer Verkehrsdichte gelten:

- Straßen mit einer Verkehrsbelastung von weniger als 250 Fahrzeugen innerhalb von 24 Stunden und mit einer Verkehrsbelastung von höchstens 30 Fahrzeugen in der Stunde
- Eisenbahnstrecken, die ausschließlich dem Güterverkehr dienen, mit einer Streckenbelastung von höchstens 24 Güterzügen in 24 Stunden in jeder Richtung
- Seil- und Schwebbahnen, die ausschließlich dem Güterverkehr dienen
- Gewässer, die weder dem gewerblichen Personen- noch Güterverkehr dienen

Es ist zu berücksichtigen, daß S_{Person} lediglich ein **Bewertungsparameter** ist, der für die Ermittlung kritischer Trassenabschnitte verwendet wird und einen Vergleich des jeweils vorliegenden Schädigungspotentials für Menschen, die sich in der Umgebung wahrscheinlicher Schadensstellen aufhalten, erlauben soll. Je höher der Wert ist, desto kritischer ist dieser Trassenabschnitt in Bezug auf die Auswirkungen von Stoffaustritten auf Personen. Es gelten folgende Kriterien

Tabelle 4.8: Kriterien zur Klassifizierung der Trassenabschnitte mit dem Parameter S_{Person}	
S_{Person}	
$S_{\text{Person}} < 0,2$	unkritische Abschnitte
$S_{\text{Person}} = 0,2 \dots 0,35$	Abschnitte mit Gefährdungsmöglichkeiten für Personen
$S_{\text{Person}} > 0,35$	Abschnitte mit hohem Gefährdungspotential (meist viele Menschen innerhalb des Gefährdungsbereiches)

4.2.3.3 Ermittlung des Risikoparameters S_{Umwelt}

Der Risikoparameter S_{Umwelt} charakterisiert, welche Auswirkungen Leckagen auf die Umgebung (Boden, Gewässer) haben können und ist zu ermitteln, wenn auf Grund der Stoffeigenschaften eine Schädigung für die Umwelt zu erwarten ist. Der Risikoparameter hängt im wesentlichen von der Sensibilität der unmittelbaren Umgebung ab, wobei auch die Möglichkeiten der Schadensbegrenzung und -beseitigung zu berücksichtigen sind. Es gelten folgende Kriterien für den Wert von S_{Umwelt}

$S_{\text{Umwelt}} < 0,2$	unsensible Gebiete, landwirtschaftlich genutzte Flächen, Nähe bzw. Kreuzung von Gewässern bei Transportstoffen mit geringer Wassergefährdung, geringer Stoffdurchsatz
$S_{\text{Umwelt}} = 0,2 \dots 0,35$	sensible Gebiete, Nähe zu besonderen Schutzgebieten < 100 m, Nähe und Kreuzung von Gewässern bei Transportstoff mit mittlerer Wassergefährdung
$S_{\text{Umwelt}} > 0,35$	besonders sensible Gebiete, Nähe zu Gewässern < 50 m, Nähe und Kreuzung von Gewässern mit hoher Wassergefährdung, hoher Stoffdurchsatz, Querung besonderer Schutzgebiete: <ol style="list-style-type: none"> 1. Trinkwasserschutzgebiete 2. Naturschutzgebiete 3. Landschaftsschutzgebiete/geschützter Landschaftsbestandteile 4. Nationalparks 5. Biosphärenreservate/Biotopverbundflächen

Die Festlegung des Risikoparameters muss anhand von Kartenmaterial, unter Einbeziehung der trassenspezifischen Angaben zur Gebietssensibilität erfolgen. Er dient ebenfalls dazu, die kritischen Trassenbereiche zu ermitteln und darzustellen.

4.2.3.4 Ermittlung des Schadensausmaßes R_{Schad}

Da in der Regel davon auszugehen ist, daß eine Gefährdung aufgrund der Stoffeigenschaften entweder für Personen oder die Umwelt dominiert, ergibt sich R_{Schad} aus dem Maximum von S_{Person} und S_{Umwelt} .

$$R_{\text{Schad}} = \max (S_{\text{Person}}, S_{\text{Umwelt}})$$

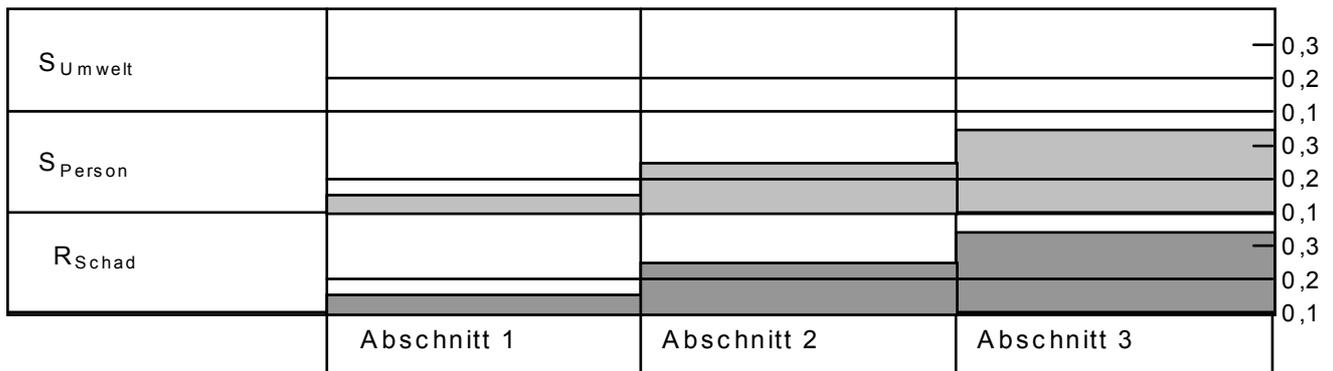
Der Parameter R_{Schad} ist für den gesamten Trassenverlauf zu bestimmen, um die Bereiche mit erhöhtem Schädigungspotential bei einem Stoffaustritt zu ermitteln. Der Wert für R_{Schad} beeinflusst wesentlich die Entscheidung über die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen zu den Auswirkungen von Schadensfällen. Für Bereiche mit einem geringen Schädigungspotential ($R_{\text{Schad}} \leq 0,2$) werden demnach keine weiteren Untersuchungen erforderlich sein.

Beispiel:

Für eine Erdgasfernleitung wurden für 3 Trassenabschnitte im Rahmen einer Trassenbegehung und anhand von Kartenmaterial folgende Daten ermittelt:

	Abschnitt 1	Abschnitt 2	Abschnitt 3
Besonderheiten des Trassenabschnittes	unbewohntes Gebiet, landwirtschaftliche Nutzung	In 200 m Entfernung Gehöft, 7 Einwohner	Kreuzung einer Bundesstraße $f_v=8200$ PKW/24h
β	/	0,6	/
P	/	7	/
S_{Person}		0,251	Kreuzung: 0,34
S_{Umwelt}	0,15		
R_{Schad}	0,15	0,251	0,34

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt wiederum durch abschnittsweise Auftragung der ermittelten Werte.



Im Abschnitt 3 sind gegenüber den anderen Abschnitten bei einem Pipelineversagen erheblich größere Schadenswirkungen zu erwarten. Da in Abschnitt 2 zwar Gefährdungsmöglichkeiten für Personen bestehen, sich jedoch keine besonderen Schutzobjekte mit großen Menschenansammlungen im Gefährdungsbereich befinden, sind hier nur weitere Untersuchungen in Bezug auf die Schadensauswirkungen notwendig, wenn auch dieser Pipelineabschnitt eine erhöhte Leckgewahrscheinlichkeit aufweist.

4.2.4 Ermittlung des Risikobereiches

Für die Ermittlung kritischer Trassenabschnitte ist die Angabe qualitativer Risikowerte für die praktische Anwendung ungeeignet. Eine bessere Handhabung wird durch die Graduierung in Risikobereiche erreicht, aus denen die Notwendigkeit weitergehender Untersuchungen abgeleitet werden kann.

Der für das Pipelinesegment zu ermittelnde Risikobereich ergibt sich demnach aus der Kombination der Parameter „Leckagewahrscheinlichkeit“ R_{Leck} mit dem Parameter „Schadensauswirkungen“ R_{Schad} .

$$\text{Risikobereich} = f(R_{\text{Leck}}, R_{\text{Schad}}) \quad (4.11)$$

Für Pipelineabschnitte lassen sich grundsätzlich 5 Risikobereiche festlegen. In folgender Abbildung sind diese Bereiche in Abhängigkeit der Leckagewahrscheinlichkeit und der Schadensauswirkungen dargestellt:

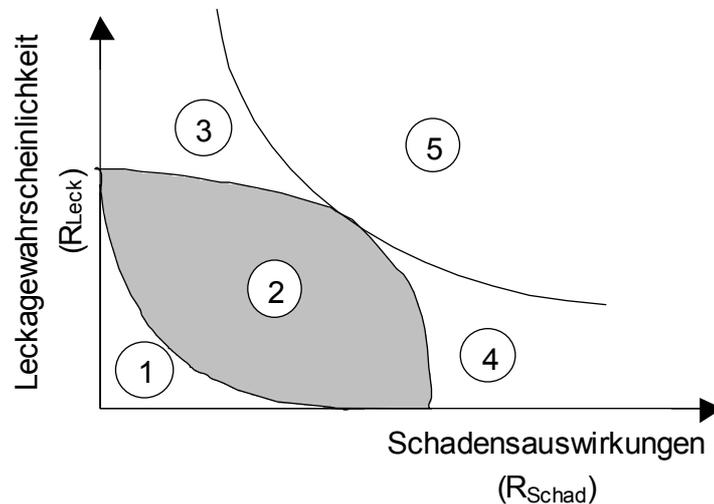


Abbildung 4.4 : Risikobereiche für Pipelineabschnitte

Tabelle 4.9: Definition der Risikobereiche	
Risikobereich	prinzipielle Merkmale
1	Ideale und nur auf begrenzte Trassenabschnitte realisierbare Schutzkonzeption
2	Übliches Risikoniveau, Möglichkeit zur Risikominimierung durch differenzierte Sicherheitsmaßnahmen -> kein Handlungszwang
3	relativ günstige Trassenbedingungen bzw. ausgeprägter Tertiärschutz jedoch Möglichkeit zur Verbesserung der Anlagenstruktur und der sicherheitstechnischen Absicherung -> ggf. Handlungszwang
4	Ausreichend sichere Anlagenstruktur jedoch ungenügender Tertiärschutz in Verbindung mit ungünstigen Trassenbedingungen damit Zwang zur Verbesserung des Tertiärschutzes -> ggf. Handlungszwang
5	Sicherheitstechnisch unakzeptable Sicherheits- und Schutzkonzeption, unmittelbarer Zwang zur Verbesserung der Sicherheitstruktur und des Tertiärschutzes. -> Handlungszwang!

Der resultierende Risikobereich läßt sich mit Hilfe der folgenden Matrix bestimmen:

		$R_{Leck/rel.}$		
		$< 0,7$	$0,7..1,3$	$> 1,3$
R_{Schad}	$< 0,2$	1	2	3
	$0,2...0,35$	2	$\frac{3}{4}$	5
	$> 0,35$	4	5	5

Abbildung 4.5: Matrix zur Ermittlung des Risikobereiches

Der ermittelte Risikobereich eines Pipelinesegementes gibt Aufschluß über das im Vergleich zu anderen Trassenabschnitten vorhandene Risiko für Personen und Umwelt, welches sich unter Einbeziehung anlagen- und umgebungsspezifischer Bedingungen ergibt. Ist ein Pipelineabschnitt in einen Risikobereich 3 oder 4 eingestuft worden, bedeutet das jedoch nicht zwangsläufig, daß ein inakzeptables Risiko vorliegt, sondern daß weitergehende Untersuchungen erforderlich sind. Erst im Ergebnis dieser Untersuchungen ist zu entscheiden,

ob und welche Maßnahmen zur Risikoreduzierung erforderlich sind. Für den Anlagenbetreiber/ -planer besteht aber die Möglichkeit, im Ergebnis der durchgeführten Risikoklassifizierung durch entsprechende Maßnahmen gezielt Einfluß auf die Risikoklassifizierung zu nehmen. Dies ist durch Reduzierung der Leckagewahrscheinlichkeit (vorwiegend technische Sicherheitsmaßnahmen), erweiterte Gefahrenabwehr oder, sofern sich die Anlage noch in der Planung befindet, durch eine entsprechende Trassenplanung zu realisieren.

In Anlage 5 ist am Beispiel einer konkreten Pipelineanlage die Klassifizierung der Pipelineabschnitte in Risikobereiche durchgeführt worden.

4.2.5 Risikountersuchung an kritischen Pipelineabschnitten

Die Klassifizierung der Pipelineabschnitte ist Voraussetzung für eine weiterführende Untersuchung, da es praktisch nicht vertretbar sein wird, aufgrund des enormen Aufwandes (Anlagenausdehnungen) alle Pipelineabschnitte einer vertiefenden Risikobetrachtung zu unterziehen. Die Untersuchung ist deshalb nur für Pipelineabschnitte weiterzuführen, die in einen Risikobereich > 2 klassifiziert wurden. Eine Weiterführung der Untersuchungen für kritische Abschnitte ist des weiteren notwendig, da man zwar durch konkrete Einbeziehung der anlagentechnischen Parameter die Wahrscheinlichkeit eines Schadens relativ differenziert ermittelt hat, jedoch im Rahmen der Auswirkungsbetrachtung nur die potentielle Personen- und Umweltgefährdung aufgrund von Abstandsbetrachtungen, Anzahl und Aufenthaltswahrscheinlichkeiten von Personen bzw. Gebietsklassen festgestellt hat. Erst differenzierte Untersuchungen zu den Auswirkungen der Stoffaustritte unter Berücksichtigung der Stoffeigenschaften, Austrittsmengen, der möglichen Schadensentwicklung unter Einbeziehung der Gefahrenabwehr lassen Beurteilungen über die Akzeptanz des von der Anlage ausgehenden Risikos zu.

Die Abschätzung der Auswirkungen von Stoffaustritten erfolgt vordergründig unter Einbeziehung physikalischer Modelle. Dabei hängt der Umfang und der Inhalt der erforderlichen Auswirkungsbetrachtungen wesentlich von den Gefährlichkeitsmerkmalen des Transportstoffes ab. In folgender Tabelle sind die Untersuchungsschwerpunkte für verschiedene Fernleitungsarten zusammengefaßt.

Tabelle 4.10: Schwerpunkte der Untersuchungen an kritischen Leitungsabschnitten	
Fernleitungsart	Untersuchungsschwerpunkte
Hochdruckleitungen mit brennbaren Gasen	<ul style="list-style-type: none"> - Ausflussrate - (Ausbreitungsbetrachtungen) - Zündwahrscheinlichkeit - Wärmefluß aus Fackelbrand/Feuerball/Gaswolkenbrand
Hochdruckleitungen mit toxischen Stoffen	<ul style="list-style-type: none"> - Ausflussrate - Verdampfung/Verdunstung (bei Flüssigkeiten) - Ausbreitungsbetrachtung/Konzentrationsverlauf
Fernleitungen mit wassergefährdenden Flüssigkeiten	<ul style="list-style-type: none"> - Ausflussrate - Ausbreitungsbetrachtungen

Im folgenden wird auf die grundlegenden Mechanismen, die bei der Auswirkungsbetrachtung zu berücksichtigen sind, eingegangen. Dabei wird vordergründig auf Hochdruckleitungen für brennbare Gase orientiert, da hier neben dem Austrittsmaßestrom auch noch die Phänomene

der Zündung und Wärmestrahlung zu beachten sind. Berücksichtigt werden demnach vorwiegend Schäden an Personen.

Das Ziel der Untersuchungen ist es, den Bereich um eine Schadensstelle zu ermitteln, in dem Schäden an Personen zu erwarten sind. Dieser Gefährdungsradius ergibt sich in Abhängigkeit der Transportstoffeigenschaften aus den differenzierten Untersuchungen zu den Schadensauswirkungen.

Die Lösung und Bewertung der einzelnen Problemstellungen (Ausflußrate, Fackelbrand, Feuerball) muß unter Zuhilfenahme verifizierter Modellansätze und verfügbarer Rechenprogramme erfolgen, worauf in den Ausführungen an entsprechender Stelle verwiesen wird.

4.2.5.1 Ermittlung der Ausflussrate

Die Anfangsausflussrate einer Gasleitung hängt primär von der Leckgröße und dem Innendruck ab. Bei einem Totalbruch muss für die Leckgröße der doppelte Leitungsquerschnitt angenommen werden. Die Auswertungen von Schadensfällen zeigen, daß bei Flüssigkeitsleitungen sowie bei Gasleitungen mit großen Durchmessern hauptsächlich Stoffaustritte durch kleinere Leckdurchmesser auftreten. Bruchmechanische Rechnungen haben ergeben, daß insbesondere bei Leitungen mit großen Nennweiten sowie bei Pipelines aus zähen Werkstoffen bei internen Überbeanspruchungen von einem Leck-vor-Bruch-Verhalten auszugehen ist /144-146/.

Aus Tabelle 4.11 ist zu entnehmen, daß der Leckdurchmesser und die Wahrscheinlichkeit eines Totalbruches wesentlich von den Gefährdungseinflüssen abhängig sind. Vorwiegend bei Bodenbewegungen und bei Einwirkungen Dritter als Ursache treten Totalbrüche häufiger auf.

Tabelle 4.11: Verteilung der Leckgröße [%] in Abhängigkeit der Unfallursache für Erdgasleitungen			
Unfallursache	Leckdurchmesser ≤ 2 cm	Leckdurchmesser > 2 cm	Totalbruch
Einwirkungen Dritter	25%	56%	19%
Mechanische Fehler	69%	25%	6%
Korrosion	97%	3%	<1%
Bodenbewegungen	29%	31%	40%
Betriebliche Fehler	74%	25%	<1%

Die Festlegung des Leckquerschnittes sollte deshalb unter Berücksichtigung der jeweils vorliegenden Bedingungen und in Abhängigkeit der am wahrscheinlichsten anzunehmenden Schadensursache festgelegt werden. Dies kann auf Grundlage der für alle Pipelineabschnitte ermittelten Risikoparameter für die Leckagewahrscheinlichkeit erfolgen. Totalversagen von Rohrleitungen sind demnach nur dann anzunehmen, wenn die Untersuchungen für den betrachteten Pipelineabschnitt ergeben haben, daß Bodenbewegungen oder unter bestimmten Bedingungen auch Einwirkungen Dritter als Schadensursache wahrscheinlich sind. Bei den Gefährdungsquellen Korrosion, betriebliche und mechanische Fehler kann der Leckquerschnitt unter Anwendung verschiedener Annahmen und Modelle unter Beachtung der Geltungsbereiche festgelegt werden, z.B.:

- Leckfläche = $0,01 D^2$ (D - Leitungsdurchmesser) oder
- Leckfläche = 100 mm^2 bei Leitungen $> \text{DN } 100$
- Leckfläche, die durch einen Baggerzahn oder Erdbohrer verursacht wird
- Spaltförmiger Riß bzw. Flanschleckagen nach Strohmeier /227/
- Leckfläche = $0,00035 D^{2,2}$ (D - Leitungsdurchmesser [mm])

Die Anfangsausflußrate hängt primär von der Leckgröße und vom Innendruck ab. Sie nimmt durch die Wandreibung zuerst rasch ab und erreicht dann einen beinahe konstanten Wert. Zur Ermittlung der Ausflußrate stehen verschiedener Rechenmodelle /56,226/ zur Verfügung. Zu berücksichtigen ist dabei der Zustand des Transportstoffes (gasförmig, verflüssigtes Gas, flüssig). In Abbildung 4.6 ist der Verlauf der Ausflußrate beispielhaft für eine DN 1000 Gasleitung (60 bar) dargestellt.

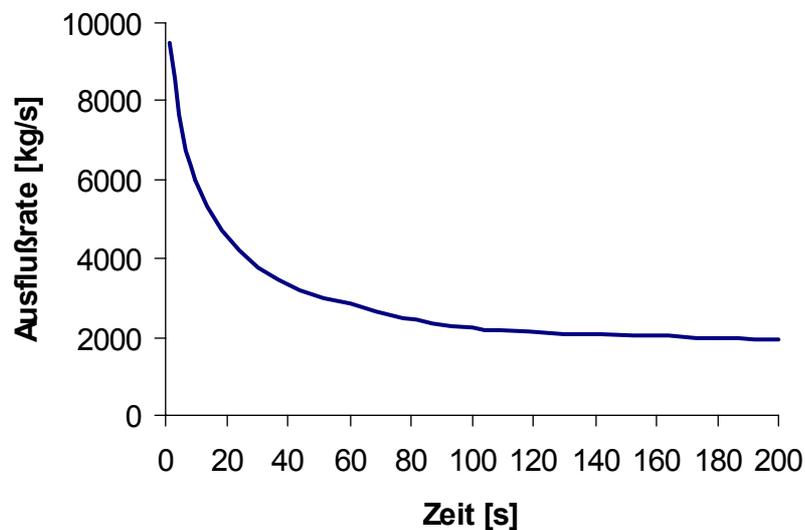


Abbildung 4.6: Ausflußrate als Funktion der Zeit bei einem Totalbruch einer DN 1000 Gasleitung (60 bar)

Die Gesamtmenge des austretenden Stoffes hängt neben dessen Zustand, Leitungsdurchmesser und Druck wesentlich von der Länge des absperbaren Teilabschnittes und der Zeit bis zum Schließen der Absperrarmaturen ab.

4.2.5.2 Zündung und Zündwahrscheinlichkeit bei brennbaren Gasen

Beim Austritt brennbarer Gase ist die Möglichkeit der Zündung des entstehenden Brenngas-Luft-Gemisches zu berücksichtigen. Ein Zündausschluß im Sinne der Vermeidung wirksamer Zündquellen durch gezielte Maßnahmen ist bei allgemein zugänglichen Leitungsabschnitten grundsätzlich nicht möglich. Dennoch ist die Wahrscheinlichkeit einer Entzündung eines austretenden brennbaren Stoffes differenziert nach der Möglichkeit der Bildung eines brennbaren Luft-Brennstoff-Gemisches und dem Vorhandensein wirksamer Zündquellen zu betrachten. Als Zündquellen müssen im Wesentlichen mechanisch erzeugte Funken (z.B. durch Trümmerwurf), elektrostatische Entladung und Partikelzündung berücksichtigt werden, wobei sich die Zündwahrscheinlichkeit mit Zunahme des Betriebsdruckes und des Durchmessers der Pipeline erhöht. Die Zündwahrscheinlichkeit erhöht sich ebenfalls, wenn die Leckage in unmittelbarer Nähe zu besiedelten Gebieten oder Verkehrswegen auftritt, da hier zusätzlich mit "externen" Zündquellen zu rechnen ist.

Da die Auswirkungsbetrachtung im Rahmen der weiterführenden Risikountersuchung i.d.R. bei Leckagen in dichter besiedelten Gebieten durchgeführt wird, ist von einer Zündwahrscheinlichkeit von 90 % auszugehen /59/. Schadensstatistiken bestätigen, daß bei Stoffaustritten aus Ölpipelines eine Entzündung unwahrscheinlich ist /42, 43, 46/.

4.2.5.3 Wärmefluß aus Fackelbrand und Feuerball sowie Auswirkungen auf Menschen

Bei einem Gasaustritt mit anschließender Zündung brennt das Gas im allgemeinen als Fackelbrand ab. Die Größe der Flamme ist von Leckgröße und vom Überdruck abhängig. Bei einem Totalversagen der Leitung strömt das Gas aus beiden Enden aus und verwirbelt sich stark. Bei kurz verzögerter Zündung kann in der Anfangsphase eine kugelförmige Abbrandform entstehen (Feuerball). Erfolgt keine sofortige Zündung, kann sich das ausströmende Gas verteilen. Bei Gasen schwerer als Luft erfolgt die Ausbreitung in Bodennähe. Bei einer Zündung brennt der zündfähige Bereich deflagrationsartig ab und geht in einen Fackelbrand über.

In der Literatur werden einige Modelle und Rechenprogramme (BLEVE, EFFECTS, 8FEUXX) vorgestellt, mit denen der Wärmefluß bzw. die Strahlungsdosis bei verschiedenen Brandszenarien abgeschätzt werden kann /56, 218, 225, 226/. In Abbildung 4.7 ist der Wärmefluss in Abhängigkeit von der Entfernung zur Schadensstelle beispielhaft für eine DN 750 Gasleitung (70 bar) dargestellt.

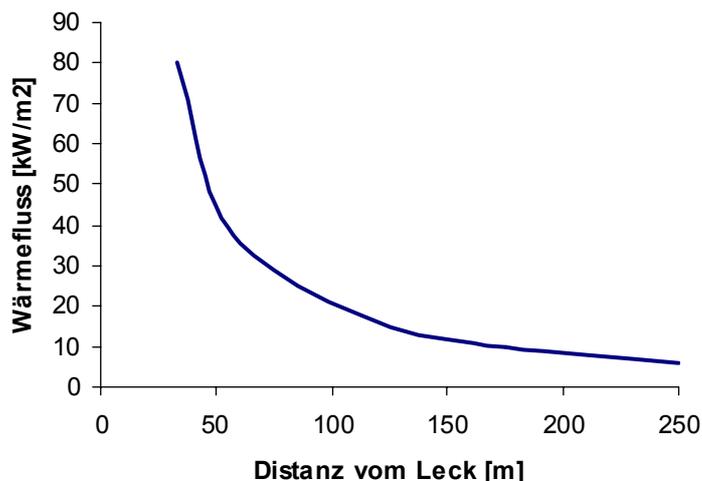


Abbildung 4.7: Wärmefluss eines Fackelbrandes nach einem Totalversagen für eine Gasleitung (DN 750, 70 bar)

Ziel dieser Berechnungen ist es, den Bereich um eine potentielle Schadenstelle zu ermitteln, in dem Personenschäden zu erwarten sind (Gefährdungsradius). Aus diesem Grund sind im folgenden die Auswirkungen der Hitzestrahlung auf den Mensch zu untersuchen.

Für die Auswirkungen der Hitzestrahlung auf den Menschen ist die empfangene Wärmestrahlungsdosis (Strahlungsintensität und Expositionszeit) maßgebend. Für die Ermittlung der bei einem Unfall einwirkenden Wärmestrahlungsdosis müssen verschiedene Randbedingungen berücksichtigt werden, die im allgemeinen nicht genau bekannt sind (Fluchtmöglichkeiten, Schutzwirkung durch Bekleidung, Gebäude usw.). Für die Abschätzung der Auswirkungen auf Menschen sind deshalb Vereinfachungen anzunehmen:

- Expositionszeit 30 s
- Aufenthalt im Freien
- Schutzwirkung der Kleidung wird vernachlässigt

Als weitere Grundlage dienen Untersuchungen zur Letalität in Abhängigkeit des Wärmeflusses /216, 217/. Eine Letalität von 50% bedeutet, daß die Hälfte der dem Wärmefluss ausgesetzten Personen bei länger dauernder Exposition (30 s) tödlich verletzt wird.

Tabelle 4.12: Letalität in Abhängigkeit des Wärmeflusses	
Letalität bei 30 s Einwirkzeit	Wärmefluß W
1%	15 kWm ⁻²
50%	27 kWm ⁻²
99%	57 kWm ⁻²

Abbildung 4.8 zeigt die Letalitätsverläufe als Funktion der Expositionszeit für verschiedene Wärmeflüsse.

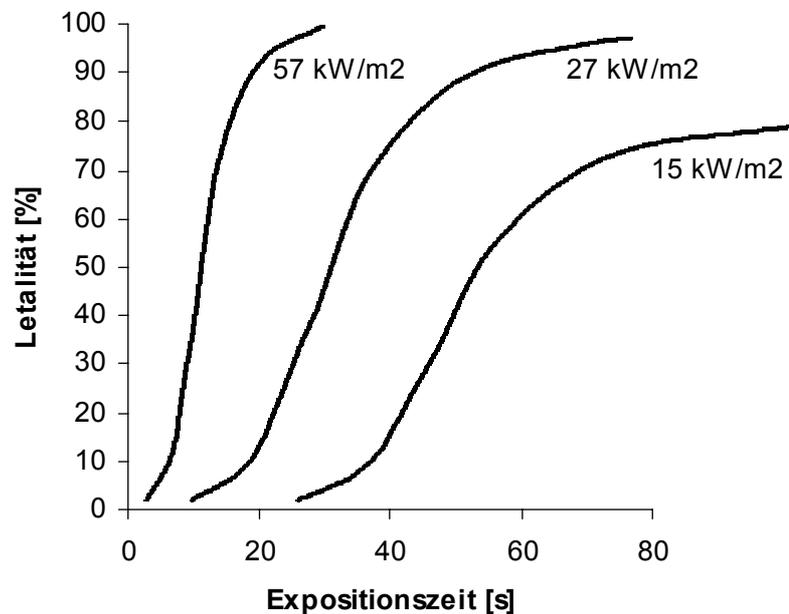


Abbildung 4.8: Letalität als Funktion der Expositionszeit für verschiedene Wärmeflüsse

Da bei einem Feuerball die Hitzestrahlung sehr stark ist aber nicht lange anhält, kann als Gefährdungsradius (Schäden an Personen) der 3-fache Feuerballradius angenommen werden /220, 225, 226/. Der Radius eines Feuerballs ergibt sich nach folgender Formel:

$$R_f = 2,75 A M_g^{0,333} \quad (4.12)$$

M_g ist dabei die reagierende Gasmenge.

Folgende Tabelle enthält beispielhaft die Gefährdungsradien für Feuerbälle (Totalversagen, 10 s verzögerte Zündung) und Fackelbrände verschiedener Erdgasleitungen:

Tabelle 4.13: Gefährdungsradien für Feuerbälle und Fackelbrände		
Druck / Nennweite	Gefährdungsradius (3xR_f) bei einem Feuerball	Distanz bis zu einem Wärmefluss von 27 kWm⁻² bei einem Fackelbrand
25 bar / DN 150	61 m	10 m
25 bar / DN 300	97 m	20 m
25 bar / DN 400	113 m	25 m
70 bar / DN 300	137 m	33 m
70 bar / DN 400	159 m	40 m
70 bar / DN 750	252 m	77 m
70 bar / DN 1500	399 m	147 m

4.2.5.4 Ausbreitung toxischer und brennbarer Gase und Flüssigkeiten

Bei Hochdruckleitungen breiten sich Gase bei einem Schadensfall in der Regel auf dem Luftpfad aus (Kraterbildung). Wesentliche Einflußgrößen auf die Ausbreitung der Gase sind:

- Gasdichte
- Wetter- /Windverhältnisse; Windgeschwindigkeit
- Umgebungsbeschaffenheit
- Austrittsimpuls

Mit Hilfe von Modellen zur Ausbreitungsberechnung /152-155/ wird der Konzentrationsverlauf ab der Leckagestelle ermittelt. Im Ergebnis erhält man einen Bereich, in dem das Gas über einer definierten Grenzkonzentration vorliegt.

Als Grenzkonzentration ist z.B. der AEGL2-Wert (Acute Exposure Guideline Limit) bei toxischen, die untere Explosionsgrenze bei brennbaren Gasen zu verwenden. Der AEGL2-Wert ist die luftgetragene Stoffkonzentration, ab der die allgemeine Bevölkerung, irreversible oder andere schwerwiegende lang andauernde Schädigungen oder eingeschränkte Fluchtmöglichkeit erleidet.

Aufgrund der überwiegenden Erdverlegung der Pipelinerohre ist bei Austritt von Flüssigkeiten vor einer Luftpfad- oder Wasserpfadausbreitung die Stoffausbreitung im Boden zu betrachten. In der Regel ist nur bei Erdaushubarbeiten als Schadensursache sowie bei sehr hohen Betriebsdrücken (Kraterbildung) von einer sofortiger Ausbreitung über den Luftpfad auszugehen (Freistrah, Lachenverdampfung). Abgesehen von wenigen spezifischen Modellansätzen sind noch keine anerkannten und allgemeingültigen Berechnungsmethoden zur Stoffausbreitung flüssiger Medien im Boden bei einem angenommenen Schadensfall verfügbar. Aus diesem Grund ist die Vorhersage, an welcher Stelle, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Intensität ein flüssiger Leckagestrom an die Oberfläche tritt, nicht oder nur mit großen Unsicherheiten möglich.

4.2.5.5 Verdampfung/Verdunstung

Treten Flüssigkeiten mit einem geringen Dampfdruck aus, so ist nicht die gesamte Austrittsmenge für die Bestimmung der Auswirkungen anzunehmen. Nach dem Austrittsvorgang schließt sich im Regelfall ein Verdampfungsvorgang aus der sich bildenden Lache an. Bei einem Freistrah ist das Ausregnen aus dem Flüssigkeitsstrahl zu berücksichtigen. Erst die dann entstehende Gaswolke ist auswirkungsbestimmend. Für den komplexen Vorgang der Verdampfung aus Lachen sind Modellansätze und Rechenprogramme anzuwenden /226/. Mittels Ausbreitungsrechnung kann anschließend ein Gefährdungsradius festgelegt werden.

4.2.5.6 Bewertung der Ergebnisse

Im Ergebnis der Untersuchungen lassen sich für jeden betrachteten Pipelineabschnitt Bereiche definieren, in denen mit Personenschäden (ggf. gestuft nach Letalität) zu rechnen ist. In Abhängigkeit der für diesen Bereich ermittelten Anzahl anwesender Personen (Bevölkerungsdichte, Aufenthaltswahrscheinlichkeit, besondere Schutzobjekte, Verkehrsfrequenz usw.) läßt sich eine Abschätzung über die Anzahl der betroffenen Personen vornehmen. Entsprechende Modellansätze werden in /225, 226/ angeführt.

Bei brennbaren Gasen ist zur Bewertung des vorhandenen Risikos neben der Wahrscheinlichkeit eines Schadens, die schon im Rahmen der Risikoklassifizierung evaluiert wurde, die Zündwahrscheinlichkeit einzubeziehen.

$$\text{Risiko} = \text{Leckgewahrscheinlichkeit} \times \text{Zündwahrscheinlichkeit} \times \text{Anzahl der betroffenen Personen}$$

Für toxische Gase ergibt sich das Risiko aus

$$\text{Risiko} = \text{Leckgewahrscheinlichkeit} \times \text{Anzahl der betroffenen Personen}$$

Um zu entscheiden, ab welchem Schaden betroffene Personen in die Risikountersuchung einzubeziehen sind, eignet sich der nach Störfall-Verordnung /224/ definierte Begriff der "ernsten Gefahr", die bezogen auf das Schutzziel "Mensch" bei Verlust eines Menschenlebens bzw. der Gesundheitsbeeinträchtigung einer größeren Anzahl von Menschen vorliegt. Als "Anzahl betroffener Personen" sind folglich die bei einem Schadensfall tödlich bzw. irreversibel verletzten Menschen zu berücksichtigen.

Die "ernste Gefahr" für das Schutzziel "Umwelt" liegt dann vor, wenn Schäden insbesondere an Tieren und Pflanzen, am Boden und am Wasser drohen und sie deren Bestand oder Nutzbarkeit in der Weise so verändern würden, daß das Gemeinwohl beeinträchtigt würde. Bei Pipelineanlagen mit wassergefährdenden Stoffen ist bei Stoffaustritten eine unmittelbare Gefahr für das aquatische Ökosystem gegeben. Für sensible Bereiche würde dies praktischerweise eine Quasi-Nullemission bedeuten. Maßgebend für die Beurteilung des Risikos ist bei diesen Systemen deshalb vordergründig die Leckgewahrscheinlichkeit und die Effektivität der Alarm- und Gefahrenabwehr sowie die Ausflußbegrenzung.

Als schwierig gestaltet sich die Entscheidung über die Akzeptanz des ermittelten Risikos. Der Grund dafür ist, daß verbindliche (qualitative) Vorgaben zur Risikoakzeptanz nicht vorliegen. Deshalb wird eine Ermittlung von Risikowerten nicht angestrebt, da Grenzwerte für ein akzeptables Risiko nicht festgelegt sind.

Bei der Entscheidung über die Vertretbarkeit sind neben einer technischen Beurteilung auch gesellschaftliche Randbedingungen zu berücksichtigen. Alternativ sollte demnach vorwiegend ein Risikovergleich unter Berücksichtigung der konkreten Bedingungen (Vergleich mit Stand der Technik, Qualität der technischen Ausführung der Anlage usw.) erfolgen.

Als Orientierung für die Entscheidung über die Akzeptanz des Risikos werden folgende Grenzwerte vorgeschlagen:

Inakzeptables Risiko bei:

- 1 Toter, irreversibler Verletzter bzw. mehrere Verletzte bei einem ermittelten Wert für $R_{\text{Leck/rel.}} > 1,3$
- mehrere Tote bzw. irreversibel Verletzte bei einem ermittelten Wert für $R_{\text{Leck/rel.}} > 0,7$
- Querungen von Gewässern, sensible Gebiete, keine zusätzlichen Maßnahmen zur Leckageerkennung, Ausflußbegrenzung und Gefahrenabwehr bei einem $R_{\text{Leck/rel.}} > 0,7$
- weniger sensible Gebiete bei einem $R_{\text{Leck/rel.}} > 1,3$

Wird für einen Pipelineabschnitt ein inakzeptables Risiko festgestellt, sind entsprechende risikominimierende Maßnahmen erforderlich. In einem iterativen Prozeß ist sicherheitsanalytisch zu ermitteln, ob eine ausreichende Reduzierung des Risikos erreicht wurde.

4.3 Eignung und Anwendung der Methode

Das vorgestellte Konzept zur Risikoanalyse ermöglicht die abschnittsdifferenzierte Untersuchung unter der umfassenden Einbeziehung der relevanten Einflußfaktoren und ist Voraussetzung zur Ermittlung sicherheitstechnischer Defizite und erforderlicher Sicherheitsmaßnahmen.

Da schon bei der *Risikoklassifizierung* im Rahmen der Ermittlung der Leckagewahrscheinlichkeit eine weitgehende Einbeziehung der anlagen- und umgebungsspezifischen Einflußfaktoren erfolgt, können hier schon die wesentlichen sicherheitstechnischen Defizite ermittelt werden und gezielte Maßnahmen zur Risikominimierung abgeleitet werden. Die Methodik ist sowohl für Anlagenplaner als auch für Betreiber älterer Anlagen geeignet. Die Effektivität sicherheitstechnischer Maßnahmen sowie die Möglichkeiten der Einflußnahme auf die Anlagensicherheit sind jedoch im Rahmen der Anlagenplanung größer, so daß schon in dieser Phase die Risikountersuchung erfolgen sollte. Die sicherheitstechnischen Maßnahmen müssen sich an den konkreten Defiziten und spezifischen Trassenbedingungen orientieren. Damit ergeben sich differenzierte Möglichkeiten zur Einflußnahme auf die Anlagen- und Trassengestaltung in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen und des Anlagenstatus (Planung/Errichtung und Betrieb/Sanierung). Während für neu errichtete Anlagen die Festlegung der notwendigen Sicherheitsmaßnahmen in der Planungsphase entschieden wird, wobei hier erweiterte Möglichkeiten z.B. angepaßte Dimensionierung, Verlegetiefe und sicherheitsbezogene Trassenführung zur Verfügung stehen, muß die Aufgabe in der Nutzungsphase darin bestehen, Schwachstellen und kritische Leitungsabschnitte zu ermitteln, um eine Anpassung der Sicherheitsstruktur, vornehmlich im Tertiärschutzbereich, vorzunehmen.

Eine laufende Fortführung der Untersuchungen ist Voraussetzung für die Gewährleistung eines langfristig hohen Sicherheitsniveaus. Eine lückenlose Dokumentation ermöglicht es, die Untersuchungsergebnisse auch Dritten (z.B. Behörden) in vereinfachter Form zugänglich zu machen.

Es ist zu berücksichtigen, daß die Zuverlässigkeit der Aussagen über das Risiko primär von der Genauigkeit und Verfügbarkeit der erforderlichen Daten abhängig ist. Dies setzt ein strukturiertes Datenkonzept und eine ständige Datenaktualisierung voraus. Einzubeziehen ist dabei die fortlaufende Auswertung von Schadensereignissen.

Bei der Erarbeitung der Methode wurde bewußt auf eine durchgängige "Quantifizierung" des Risikos verzichtet, da dies für die Zielstellung nicht notwendig und nicht zweckdienlich ist.

Ein Wert für ein Risiko wäre dann erforderlich, wenn die Untersuchungsergebnisse Nicht-Fachleuten zugänglich gemacht werden sollen. Damit besteht jedoch die Gefahr der Fehlinterpretation und damit verbunden z.B. die Annahme einer nicht vorhandene Sicherheit. Voraussetzung ist, daß die Untersuchungen von einer Gruppe erfahrener Spezialisten durchzuführen sind, da eine Vielzahl fachlich unterschiedlicher und teilweise konträrer Bereiche zu berücksichtigen ist. Gleichfalls erfordern die Interpretation der ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Akzeptanz des Risikos sowie die Festlegung der abzuleitenden Maßnahmen ein hohes Maß an ingenieurtechnischer Kompetenz und fachbezogenem Wissen.

Offene Probleme bestehen derzeit noch im Rahmen der Auswirkungsbetrachtungen bei speziellen Schadensfällen, insbesondere an Leitungen für verflüssigte Gase (hier vornehmlich das Phänomen der Bodenvereisung und damit Behinderung des Stoffaustrittes) sowie bei kleineren Leckquerschnitten (keine Kraterbildung) und der daraus resultierenden Stoffdiffusion durch den Boden. Hier besteht die Notwendigkeit für weiterführende Untersuchungen.

5. Risikominimierung auf Basis einer Sicherheits-Schutz-Konzeption

5.1 Struktur des Sicherheits-Schutz-Systems

Die Ergebnisse der Risikountersuchung bieten eine Orientierung für das erforderliche Maß der Risikominimierung und bestimmen wesentlich die Art der notwendigen Sicherheitsmaßnahmen. Das Ziel ist es, ein weitgehend konstantes geringes Risiko für die gesamte Fernleitungsanlage zu erreichen (vgl. Abb. 5.1).

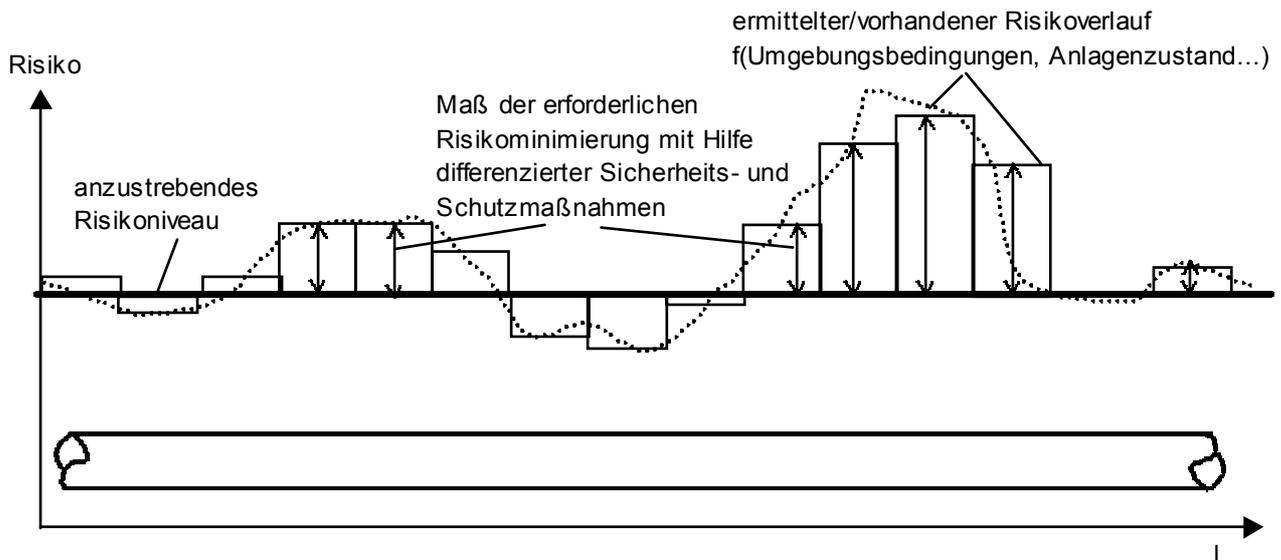


Abbildung 5.1: Schematischer Risikoverlauf für einen Pipelineabschnitt

Obwohl sich grundsätzliche Anforderungen an die Beschaffenheit und den Betrieb von Pipelineanlagen in Form definierter Schutzziele am Technischen Regelwerk orientieren, sind spezifische Festlegungen zur Gewährleistung der technischen Sicherheit erforderlich. Vor allem bei der Gestaltung des Sicherheitssystems und bei der Betriebsführung bestehen erhebliche Freiheitsgrade für den Projekt- bzw. Betriebsingenieur.

Als Grundlage für die Festlegung geeigneter spezifischer Maßnahmen kann ein Sicherheitsflußschema mit der Zuordnung von Sicherheits- und Schutzprinzipien in Form einer Übersichtsanalyse dienen (vgl. Anlage 6).

Ausgangspunkt für die Ableitung der Struktur des Sicherheits-Schutz-Systems ist ein in /20/ vorgestelltes Konzept für Anlagen mit potentiell brennbaren, explosionsfähigen und pathogenen Stoffen, das von einer hierarchischen Struktur mit Sicherheits- und Schutzebenen ausgeht (Abb. 5.2). Die Aufgaben der einzelnen Ebenen bestehen darin, den Aufbau möglicher Gefährdungen und deren räumliche und zeitliche Kopplung innerhalb eines verfahrenstechnischen Systems auszuschließen bzw. im Falle des Gefährdungsereignisses die Schadenswirkung zu begrenzen. Als Folge daraus ergibt sich eine Differenzierung der sicherheitsrelevanten Handlung in Maßnahmen zur Schadensausschließung (Sicherheitskonzeption) sowie zur Begrenzung von Schadensauswirkungen (Schutzkonzeption).

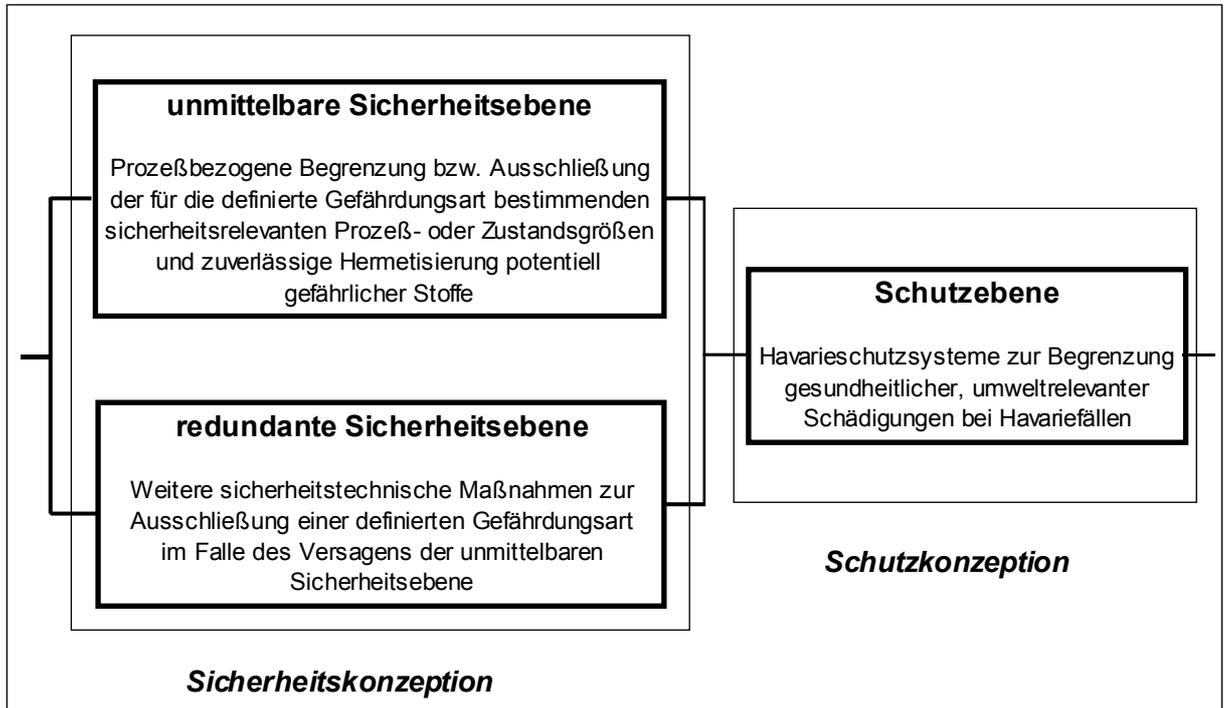


Abbildung 5.2: Allgemeine Struktur eines Sicherheits-Schutz-Systems für verfahrenstechnische Anlagen

Diese Modellvorstellungen sind für die Sicherheits-Schutz-Struktur von Pipelineanlagen grundsätzlich geeignet, insbesondere da im Hinblick auf die Zielstellung der differenzierten Risikominimierung eine Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadensereignisses im Rahmen der Sicherheitskonzeption und eine Reduzierung der Auswirkungen von Stoffaustritten im Rahmen der Schutzkonzeption gegeben sind. Es sind jedoch aufgrund der Anlagen- und Verfahrensspezifik sowie der charakteristischen Gefährdungsbildung Modifikationen erforderlich.

Einzubeziehen in die Entwicklung der Struktur des Sicherheits-Schutz-Systems für Pipelineanlagen ist das Grundmodell der Gefährdungsbildung, bei dem von der komplexen Wirkung differenzierter Einflußfaktoren auf die Hermetisierungselemente der Anlage ausgegangen wird. Den internen und externen Einflüssen steht der Widerstand der Kapselenelemente gegenüber. Dieser Modellansatz der Schutzhermetisierung geht davon aus, daß die transportstoffbeaufschlagten Pipelineelemente die primäre Schutzbarriere gegenüber Stoffaustritten darstellen. Das Verhältnis der Stärke der internen und externen Einwirkungen zum vorhandenen Widerstand der beanspruchten Systemelemente ist damit entscheidend für die Bildung von Emissionskanälen und wird für die weitere sicherheitstechnische Untersuchung als das Hermetisierungspotential definiert.

Das Hermetisierungspotential ist folglich der Quotient aus der Belastbarkeit der Pipelineelemente und den auftretenden Belastungen:

$$K_p(t,s) = \frac{BK(t,s)}{BS(t,s)} \quad (5.1)$$

- $K_p(t,s)$ - momentanes lokales Hermetisierungspotential
 $BK(t,s)$ - momentane lokale Belastbarkeit
 $BS(t,s)$ - momentane lokale Belastung

wobei:

$K_p > 1$ Versagensfall nicht zu erwarten

$K_p < 1$ Versagensfall zu erwarten

Daraus ergeben sich prinzipiell zwei Ansatzpunkte für die Gestaltung der Sicherheitskonzeption für Pipelineanlagen:

1. Erhöhung der Belastbarkeit der beanspruchten Pipelineelemente
2. Begrenzung der auf die Pipelineelemente wirkenden Belastungen

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, daß die differenziert einwirkenden Einflüsse das Widerstandsvermögen der belasteten Pipelineelemente verändern können. Der Zusammenhang zwischen Belastung, Belastbarkeit und Hermetisierungspotential ist in der Weise gegeben, daß durch die während der Betriebszeit wirkenden Einflußfaktoren sowohl eine direkte Überbeanspruchung, als auch aufgrund der Gefährdungscharakteristik eine Reduzierung der Belastbarkeit der Systemelemente stattfinden kann (vgl. Abb. 5.3).

Sowohl die Belastung als auch die Belastbarkeit stellen damit betriebszeitabhängige und orts- bzw. bauteilbezogene Größen dar, so daß das Hermetisierungspotential einer Pipelineanlage ebenfalls komponenten- und betriebszeitabhängig ist.

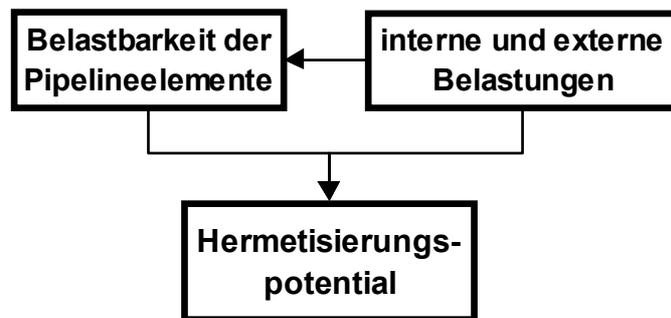
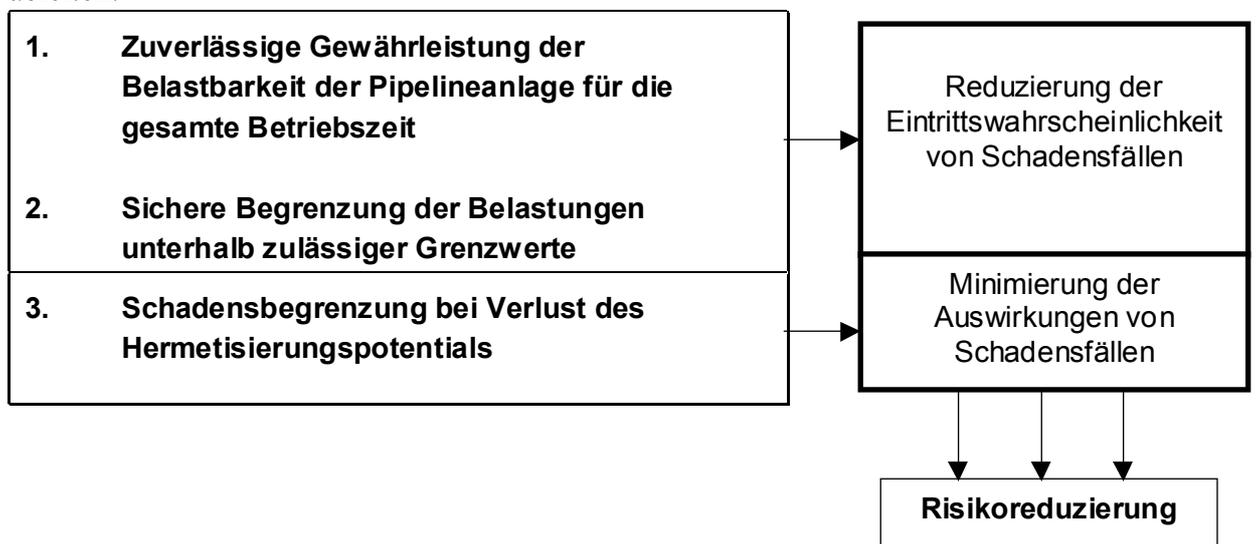


Abbildung 5.3: Zusammenhang zwischen Belastung, Belastbarkeit und Hermetisierungspotential

Daraus folgt das sicherheitstechnische Ziel, das erforderliche Hermetisierungspotential für die gesamte Anlage und für die vorgesehene Betriebszeit zu gewährleisten und damit die Wahrscheinlichkeit von Stoffaustritten zu minimieren.

Da jedoch Stoffaustritte durch das Versagen der Kapsel Elemente nicht auszuschließen sind, muß die sicherheitstechnische Zielstellung um die Minimierung der Schadensauswirkungen durch differenzierte Schutzmaßnahmen (Schutzkonzeption) erweitert werden.

Es lassen sich somit die drei Hauptziele des zu konzipierenden Sicherheits-Schutz-Systems ableiten:



Die Erfüllung des unter 1. genannten Zieles wird durch eine ausreichende Sicherheit der Pipelinerohre realisiert, die im Rahmen der Dimensionierung festgelegt wird und durch geeignete Maßnahmen im Verlauf der Betriebszeit erhalten werden muß. Damit ist gewährleistet, daß die bei der Berechnung berücksichtigten Einflüsse aufgrund ihres definierten Belastungsniveaus tolerierbar sind. Maßgebende Elemente dieser passiven Sicherheit sind somit die Wandstärke der Rohre, das Rohrmaterial sowie dessen Qualität, die Gewährleistung hochwertiger Verbindungselemente (Schweißnähte) und Auswahl geeigneter Komponenten der beanspruchten Leitungsausrüstung.

Belastungen, die nicht definierbar sind oder aufgrund ihrer Stärke nicht durch die passive Sicherheit abgedeckt sind, müssen durch angepaßte Sicherheitsmaßnahmen ausgeschlossen oder auf ein ungefährliches Niveau minimiert werden (sicherheitstechnische Ausschlußmaßnahmen). Dies entspricht dem unter 2. genannten Grundziel. Bei Auftreten dieser Beanspruchungen liegt der nicht bestimmungsgemäße Betrieb vor. Elemente dieser belastungsausschließenden bzw. -begrenzenden Maßnahmen sind z.B. sämtliche Sicherheitseinrichtungen, die unzulässige Beanspruchungen der Pipelineelemente verhindern (Überdrucksicherungen, Einrichtungen zur Verhinderung von Druckstößen usw.) .

Auf Grundlage dieser Betrachtungen ergeben sich die in folgender Abbildung dargestellten Grundprinzipien und Elemente der Sicherheitskonzeption:

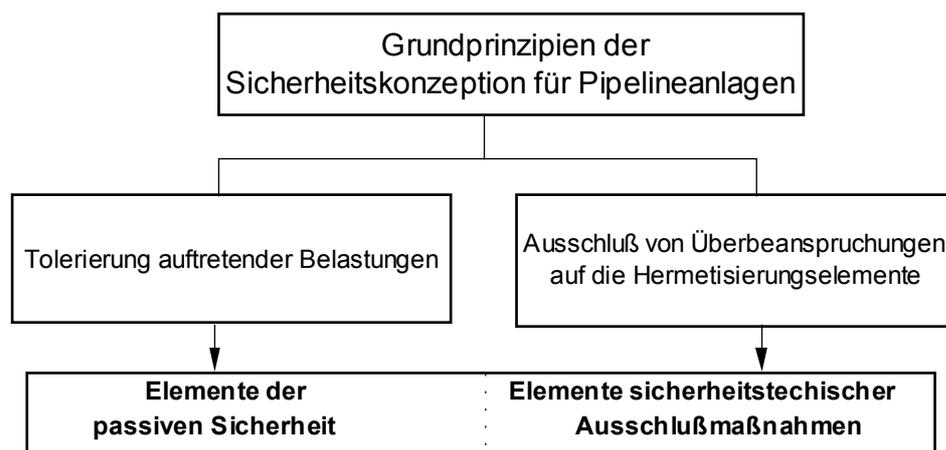


Abbildung 5.4: Grundprinzipien der Sicherheitskonzeption für Pipelineanlagen

Die Hierarchie der Sicherheitskonzeption wird jeweils durch die Präsenz weiterer Sicherheitselemente innerhalb der Sicherheitsebenen bestimmt, die bei Ausfall oder Versagen einzelner Komponenten deren Funktion übernehmen.

Der Verlust des Hermetisierungspotentials der Pipelineelemente durch eine reduzierte passive Sicherheit oder durch Versagen der sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen bei gleichzeitigem Auftreten unzulässiger Betriebszustände initiiert einen Stoffaustritt, der die Aktivierung der Schutzebene bedingt. Diese Schutzkonzeption entspricht dem unter 3. formulierten Grundziel und hat die Aufgabe, die Wirkungen von Leckagen zu minimieren. Dabei sind auf Grund der spezifischen Anlagenstruktur zum einen einheitliche Schutzstrategien für betrieblich abgegrenzte Anlagenbereiche (z.B. Stationen) und zum anderen bei Trassenabschnitten, die öffentliches Gelände durchqueren, in Abhängigkeit der unterschiedlichen Umgebungsbedingungen differenzierte Schutzmaßnahmen erforderlich.

Diese sicherheits- und schutztechnischen Ziele unterstreichen, daß sich die Maßnahmen der Sicherheitsebene auf die Erhaltung des Hermetisierungspotentials orientieren, wohingegen die

Schutzmaßnahmen aus den differenzierten Wirkungen möglicher Stoffaustritte aufgrund des Verlustes des Hermetisierungspotentials abgeleitet werden.

Die funktionsbezogene Anordnung der Sicherheits- und Schutzebenen resultiert somit in folgender Form:

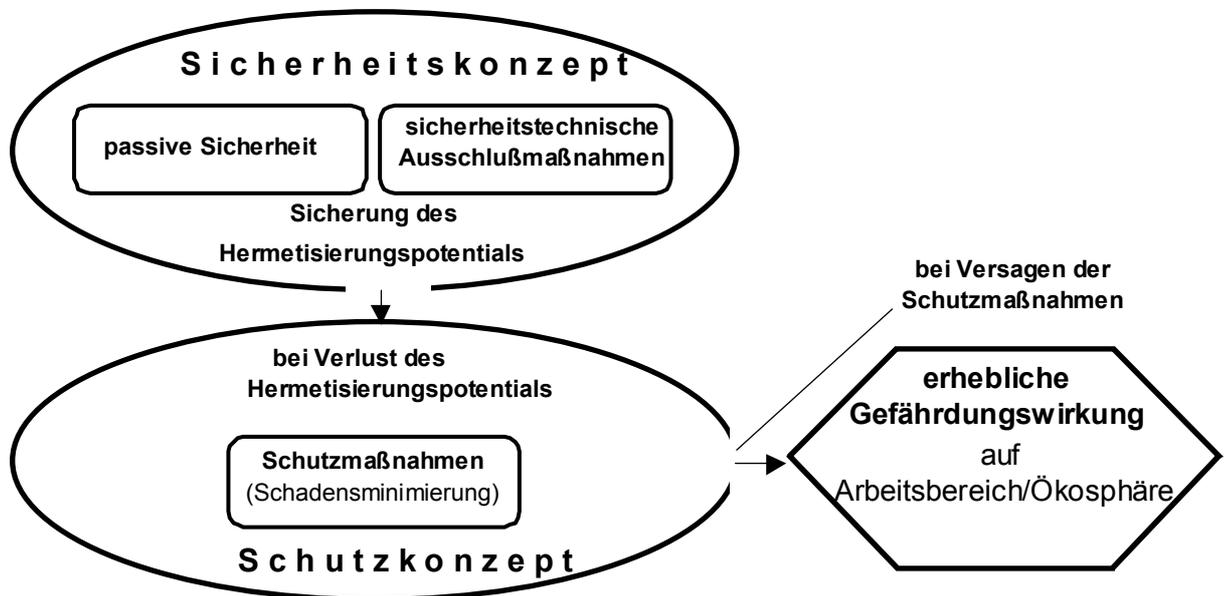


Abbildung 5.5: Funktionsbezogene Struktur des Sicherheits-Schutz-Konzeptes der Pipelineanlage

5.2 Beziehungen zwischen dem Sicherheits- und Schutzkonzept

Der Übergang vom Zustand des bestimmungsgemäßen Betriebes einer Pipeline bis zum gefährdenden Stoffaustritt ist gekennzeichnet durch eine Kette von Ereignissen und Zuständen der einzelnen Hierarchieebenen des Sicherheits- und Schutzsystems, die in unterschiedlicher Weise miteinander logisch verknüpft und voneinander abhängig sind. Die Untersuchung der Relationen zwischen den Wirkungsebenen ermöglicht es, die einzelnen Ereignisse und Systemzustände zu charakterisieren und allgemeingültige Anforderungen an das Sicherheits-Schutz-System abzuleiten.

Dazu werden folgende Kenngrößen betrachtet:

P_{Leck} :	Wahrscheinlichkeit des Zustandes einer Leckage durch Verlust des Hermetisierungspotentials (Ausfallwahrscheinlichkeit der Sicherheitsebene)
P_{Gef} :	Wahrscheinlichkeit des Gefährdungszustandes (Personen- oder erhebliche Umweltgefährdung)
P_{pass} :	Wahrscheinlichkeit des Versagens passiver Sicherheitselemente
P_{Auschl} :	Wahrscheinlichkeit des Versagens der Elemente sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen im Forderungsfall
P_{Schutz} :	Wahrscheinlichkeit des Versagens der Schutzebene

1. Zusammenhang zwischen passiver Sicherheit und der Ebene aktiver Sicherheitsmaßnahmen

Ausgehend von der funktionsbezogenen Struktur der Sicherheitskonzeption tritt der Gefährdungszustand (Stoffaustritt) dann ein, wenn entweder das Widerstandsvermögen der passiven Sicherheitselemente nicht mehr ausreichend ist oder die sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen im Forderungsfall versagen. Zuverlässigkeitslogisch sind die beiden Sicherheitsebenen als Reihenschaltung miteinander verknüpft. Redundante Sicherheitsmaßnahmen, die bei Versagen der primären Elemente die Funktionen übernehmen, ordnen sich als parallele Elemente in diese Struktur ein und erhöhen die Zuverlässigkeit der einzelnen Sicherheitselemente:

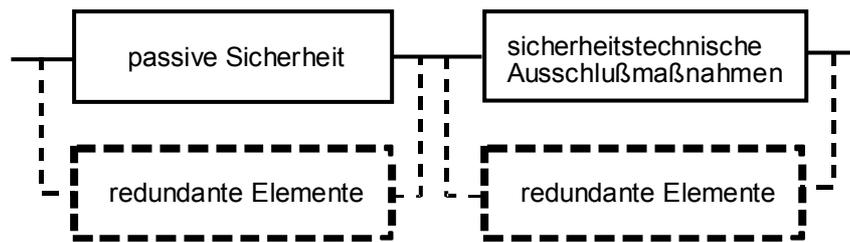


Abbildung 5.6: Struktur des Sicherheitskonzeptes

Die Wahrscheinlichkeit, daß der Zustand der Leckage eintritt, wird demnach durch die Wahrscheinlichkeit des Versagens der passiven Sicherheit und der Ausfallwahrscheinlichkeit sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen im Forderungsfall bestimmt.

$$P_{\text{Leck}} = 1 - [(1 - P_{\text{pass.}})(1 - P_{\text{Auschl.}})]$$

Folglich ist P_{Leck} immer mindestens so groß, wie der größere der Werte von $P_{\text{pass.}}$ und $P_{\text{Auschl.}}$.

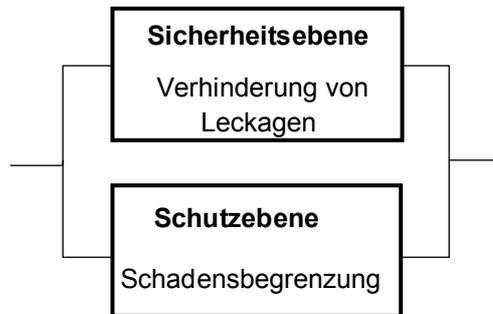
$$P_{\text{Leck}} \geq \text{MAX} (P_{\text{pass.}}, P_{\text{Auschl.}})$$

Als praktische Konsequenz ergibt sich aus diesen Betrachtungen,

- daß sowohl die passive Sicherheit als auch die Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Belastungen als zuverlässigkeitslogisch gleichwertige Ebenen im Rahmen des Sicherheitskonzeptes zu betrachten sind,
- daß es aus sicherheitstechnischer Sicht nicht sinnvoll ist, nur eine Ebene besonders ausgeprägt zu gestalten, weil damit die Zuverlässigkeit der Sicherheitskonzeptes nicht erhöht wird und daraus folgend
- die Auswahl und die Gestaltung der spezifischen Sicherheitsmaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit und Zuverlässigkeit so vorzunehmen ist, daß eine entsprechende „Ausgewogenheit“ innerhalb der Sicherheitskonzeption erreicht wird.

2. Zusammenhang zwischen Sicherheits- und Schutzebene

Ein kritischer Zustand mit Schäden an Umwelt und Personen tritt nur dann ein, wenn die Sicherheitsebene zur Verhinderung einer Leckage **und** die Schutzebene zur Minimierung/Verhinderung von Schäden durch Leckagen versagen. Die Sicherheitsebene und die Schutzebene sind also parallel miteinander verknüpft.



Die Wahrscheinlichkeit, daß der Gefährdungszustand eintritt ($P_{\text{Gef.}}$), wird demnach durch die Wahrscheinlichkeit des Versagens der Sicherheitsebene ($P_{\text{Leck.}}$) und der Schutzebene (P_{Schutz}) bestimmt.

$$P_{\text{Gef.}} = P_{\text{Leck.}} \cong P_{\text{Schutz}}$$

Folglich ist $P_{\text{Gef.}}$ immer kleiner als der kleinere der Werte von $P_{\text{Leck.}}$ und P_{Schutz} .

$$P_{\text{Gef.}} \leq \text{MIN}(P_{\text{Leck.}}, P_{\text{Schutz}})$$

Obwohl es das Ziel sein muß, die Wahrscheinlichkeit von Leckagen durch eine ausgeprägte Sicherheitskonzeption zu minimieren, ergibt sich als praktische Konsequenz aus diesen Betrachtungen,

- daß im begrenzten Maße eine Kompensation von technologisch oder anlagenbedingten Defiziten der Sicherheitsebene durch die Schutzebene erfolgen kann, oder aber
- auf intensive schutztechnische Maßnahmen weitgehend verzichtet werden kann, wenn die Sicherheitsebene die Eintrittswahrscheinlichkeit von Leckagen sehr weit reduziert hat.

5.3 Maßnahmen zur Gewährleistung der passiven Sicherheit

5.3.1 Allgemeine Betrachtung

Im Rahmen des Sicherheitskonzeptes von Pipelineanlagen nehmen die Elemente zur sicheren Kapselung des Transportstoffes eine besondere Bedeutung ein, weil sie die primäre und damit wichtigste Ebene zur Erfüllung der allgemeinen Zielstellung der Sicherheitskonzeption darstellen. Die passive Sicherheit kann deshalb auch als **Basissicherheit** einer Leitungsanlage bezeichnet werden.

Die Rohre und deren Verbindungen (Schweißnähte) als die eigentlichen Funktionselemente einer Pipeline erfüllen gleichzeitig die Aufgabe der Hermetisierung des Transportstoffes und sind damit wesentlicher Ansatzpunkt für die weitere sicherheitstechnische Untersuchung.

Das Ziel der Maßnahmen zur Gewährleistung der Basissicherheit besteht darin, ein ausreichendes Widerstandsvermögen der Rohre und der Rohrverbindungen gegenüber betrieblich auftretenden Beanspruchungen zu gewährleisten und über die gesamte Betriebszeit zu erhalten. Eine Übersicht über die zu berücksichtigenden Einflüsse und Maßnahmen zur Gewährleistung der Basissicherheit wird in folgender Abbildung gegeben:

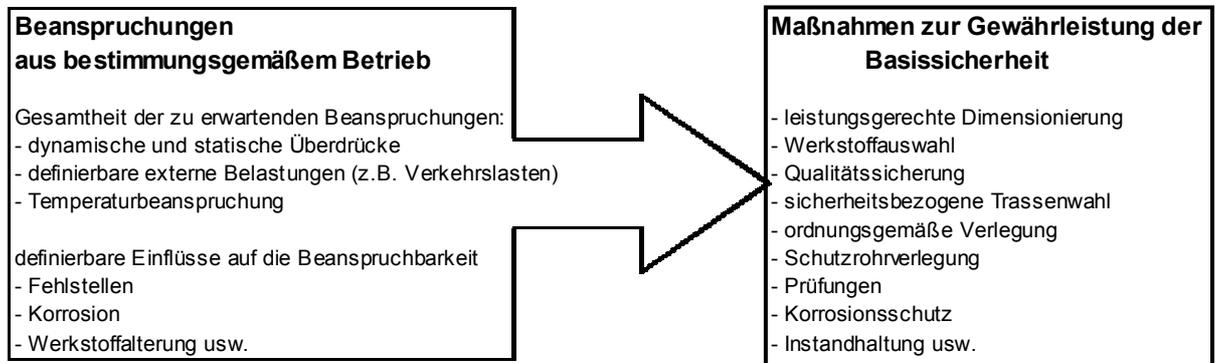


Abbildung 5.7: Einflußgrößen und Maßnahmen zur Gewährleistung der Basissicherheit

Entsprechend der Ergebnisse aus den Untersuchungen zur Gefährdungsbildung werden durch die Maßnahmen zur Gewährleistung der passiven Sicherheit die mechanischen Fehler, sowie interne und externe Korrosion als Versagensursachen abgedeckt.

Ausschlaggebend für das Niveau der Basissicherheit sind die Festigkeitseigenschaften der Rohre, die durch deren Wanddicke und Werkstoffcharakteristik bestimmt sind, sowie der Zustand der Rohre nach längerer Betriebszeit. In Abhängigkeit davon, ob es sich bei der betrachteten Anlage um eine neu zu errichtende oder eine seit längerer Zeit betriebene Pipeline handelt, ergeben sich für die Bewertung der Basissicherheit folgende Schwerpunkte:

<p>Neuanlagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dimensionierung der Rohre - Qualitätssicherung bei der Herstellung und Verlegung der Rohre - Korrosionsschutz <p>Altanlagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inspektion der Rohre zur Zustandsfeststellung in Verbindung mit der Lebensdauerabschätzung als Methode zur Bewertung der Zuverlässigkeit der Rohre gegenüber Stoffaustritten. - Instandhaltung - Korrosionsschutz zur Gewährleistung der Basissicherheit.

5.3.2 Aspekte bei Neuanlagen

Es ergeben sich grundsätzlich 3 Ansatzpunkte, um im Rahmen der Dimensionierung Einfluß auf die resultierende Wandstärke und damit ggf. auf das Niveau der Basissicherheit zu nehmen:

1. Werkstoffauswahl, Qualitätssicherung
2. Erhöhung des Sicherheitsfaktors
3. Festlegung des Berechnungsdruckes

Die Werkstoffauswahl sowie die Einhaltung der festgelegten Festigkeitskennwerte im Rahmen der Qualitätssicherung sind substantielle Voraussetzungen für die leistungsgerechte Dimensionierung der Rohre. Das Ziel der Werkstoffauswahl besteht darin, den entsprechend der auftretenden Beanspruchungen geeigneten Werkstoff zu ermitteln. Wesentliche Auswahlkriterien sind die Festigkeitskennwerte (Zugfestigkeit/Streckgrenze, Kerbschlagarbeit, Bruchdehnung u.a.) /85/, die Medien- und Korrosionsbeständigkeit sowie die spezifischen Kosten.

Es ist festzustellen, daß die Verwendung hochfester Stähle tendenziell zunimmt, was neben ökonomischen und betrieblichen Vorteilen (kleinere Wanddicken, höhere Förderdrücke) auch sicherheitstechnische Probleme bedingt (eingeschränkte Schweißbeignung, Rißanfälligkeit, reduzierte Verformbarkeit usw.). Es kann jedoch beim heutigen Entwicklungsstand der Metallurgie, der Rohrherstellung und -verlegung in Verbindung mit der geforderten umfangreichen Qualitätssicherung davon ausgegangen werden, daß dieser Schwerpunkt bei neuen Anlagen technologisch beherrscht wird.

Es gibt einige die Stahlgüte betreffende Faktoren (Kerbschlagarbeit, Verhältnis Streckgrenze zu Bruchfestigkeit usw.), die das Hermetisierungsvermögen der Pipeline beeinflussen, die aber im Rahmen der Risikoermittlung mit dem heutigen Wissensstand in Hinblick auf die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Stoffaustrittes nicht quantifiziert werden können. Dennoch besteht aufgrund der vorhandenen Statistiken und internationalen Erfahrung eine Übereinstimmung in folgenden Punkten:

- Untersuchungen in /45,46/ belegen, daß die Wahrscheinlichkeit einer Leckage (unabhängig vom Rohrdurchmesser) bei zunehmender Wandstärke abnimmt und daß die Schwere des Versagens mit höherem Sicherheitsfaktor ebenfalls abnimmt. Zudem reduziert ein großer Sicherheitsfaktor die Wahrscheinlichkeit für eine ständige Leckvergrößerung.
- Eine Vergrößerung des Sicherheitsfaktors kann also die Sicherheit einer Leitung erhöhen und wird entweder über die Erhöhung der Wandstärke oder über die Verwendung einer besseren Stahlqualität erreicht. Nach internationaler Praxis wird normalerweise eine größere Wandstärke trotz der damit verbundenen Nachteile (Schweissen, Kosten, Gewicht) einer besseren Stahlqualität vorgezogen.
- Generell reduziert eine bessere Stahlqualität den Anteil am Totalversagen, während eine Erhöhung der Wandstärke eine Reduktion der Eintrittswahrscheinlichkeit bewirkt.

Dennoch ist der Einfluß höherer Sicherheitsfaktoren auf die Basissicherheit nicht eindeutig. Durch die Verwendung von Sicherheitsfaktoren sollen die der Festigkeitsbetrachtung anhaftenden Unsicherheiten Berücksichtigung finden. Der wesentliche Nachteil dieser Methode besteht darin, daß die tatsächlich erreichte Sicherheit des Bauteils unbekannt bleibt.

Mit der Verwendung höherer Sicherheitsfaktoren wird häufig die Annahme verbunden, daß die Sicherheit gegenüber einem Rohrversagen im gleichen Maße steigt. Geht man jedoch davon aus, daß sich mit wachsender Betriebsdauer und bei Wechselbeanspruchung die Festigkeitswerte des Werkstoffes reduzieren (Alterung), muß die Basissicherheit äquivalent als eine zeit- und belastungsabhängige Größe betrachtet werden. Durch den Sicherheitsfaktor wird demnach nur die Zeit beeinflußt, bis eine vorgegebene Sicherheit S_v unterschritten und ein Schadensfall wahrscheinlich wird. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Sicherheit gegenüber Wechselbeanspruchung nicht allein durch die Wandstärke, sondern gleichzeitig von der Rohrqualität (Werkstoffeigenschaften, Fehlstellen, Rohrgeometrie) abhängt /87/.

Eine "Mindestüberlebenswahrscheinlichkeit" der Rohre kann durch Verwendung höherer Sicherheitsfaktoren folglich nicht garantiert werden, so daß von der Größe des Sicherheitsfaktors nicht direkt auf die Sicherheit von Pipelineanlagen gegenüber

Schadensereignissen zu schließen ist, insbesondere, wenn man weitergehend zufällige schadensverursachende Ereignisse (z.B. Einwirkungen Dritter) in die Betrachtung einbezieht. Es ist jedoch grundsätzlich davon auszugehen, daß die durch die Verwendung größerer Sicherheitsfaktoren verursachte Überdimensionierung einen erhöhten Grad an Störungsfreiheit während der Betriebszeit gewährleisten kann, dennoch stehen diesem Vorzug neben dem unvermeidbar hohen investiven Aufwand weitere Nachteile gegenüber /86/:

Tabelle 5.1: Vor- und Nachteile großer Wanddicken	
Vorteile großer Wanddicken	Nachteile großer Wanddicken
<ul style="list-style-type: none"> - Widerstandsvermögen gegenüber äußeren und inneren Einwirkungen steigt bis auf einen optimalen Wert an - Verzicht auf bzw. geringere Anforderungen an spezifische Sicherheitssysteme, da bestimmte Belastungsmomente durch eine erhöhte Wandstärke tolerierbar geworden sind - Tendenzielle Verringerung der Ausfallwahrscheinlichkeit bzw. Erhöhung der Lebensdauer der Rohre 	<ul style="list-style-type: none"> - Stark erhöhte Investitionskosten - Sämtliche innendruckbelastete Ausrüstungsteile sind in derselben Druckstufe auszulegen - Steifigkeit der Rohrleitung nimmt zu, so daß sich z.B bei geringen Lageänderungen der Leitung hohe Spannungen im Rohr ergeben können, die wiederum den Schädigungsprozeß beschleunigen - Aufwendigere Schweißverfahren mit höherem lokalen Wärmeeintrag

Es ist zu schlußfolgern, daß die Verwendung erhöhter Sicherheitsfaktoren im Rahmen der Dimensionierung kritisch zu bewerten ist, insbesondere, da der Zusammenhang zwischen Sicherheitsfaktor und tatsächlicher Sicherheit gegenüber einem Rohrversagen nicht eindeutig gegeben ist. Folglich ist es aus sicherheitstechnischer Sicht nicht erforderlich, bei der Dimensionierung der Pipelinerohre höhere Sicherheitsfaktoren als die im Regelwerk vorgeschriebenen zu verwenden.

Mit der **Festlegung des Berechnungsdruckes** im Rahmen der Dimensionierung legt man gleichzeitig das im Rahmen der Basissicherheit berücksichtigte betriebliche Belastungsniveau fest. Davon ausgehend, daß die interne Beanspruchung der Pipeline maßgeblich durch den mit Pumpen erzeugten Förderdruck sowie das geologische Trassenprofil bestimmt wird und daß die dynamischen Belastungen gegenüber den statischen Belastungen im allgemeinen kritischer anzusehen sind, kann grundsätzlich von drei Fällen für die Festlegung des Auslegungsdruckes ausgegangen werden:

Fall 1: Auslegungsdruck \geq der für die Gewährleistung der Transportaufgabe notwendige Mindestdruck (abhängig vom hydraulischen Profil der Pipeline und vom geforderten Durchsatz)

➤ Maximaler Pumpendruck entsprechend der Pumpenkennlinie ist höher als der Auslegungsdruck.

⇒ Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung unzulässiger statischer und dynamischer interner Überbeanspruchungen sind notwendig

Vorteile:

- hohe Druck- und Druckwechselbeanspruchungen der Anlage werden durch zuverlässige Sicherheitsmaßnahmen vermieden,
- relativ geringer investiver Aufwand durch geringere Wanddicken,

- Nutzung von für den Förderbetrieb erforderliche Betriebseinrichtungen für die Realisierung der Sicherheitsfunktionen möglich.

- Nachteile:
- zuverlässige Sicherheitstechnik einschließlich regelmäßiger Funktionsprüfungen notwendig,
 - durch geringe Wandstärke verringertes Widerstandsvermögen gegenüber weiteren möglicherweise auftretenden Störeinflüssen

Fall 2: Auslegungsdruck \geq maximaler Druck der Pumpe (bei Null-Förderstrom)

- Der zulässige statische Betriebsdruck kann durch die Förderpumpe nicht überschritten werden.
- ⇒ nur Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung unzulässiger dynamischer Beanspruchungen (Druckstöße) notwendig

- Vorteile:
- bei Verwendung größerer Wanddicken höhere Sicherheit gegenüber weiteren möglicherweise auftretenden Störeinflüssen,
 - durch geeignete Festlegung der Betriebsbedingungen und Auswahl der Pumpen kann Wanddicke dennoch gering bleiben.

- Nachteile:
- trotzdem zuverlässige Sicherheitstechnik einschließlich regelmäßiger Funktionsprüfungen notwendig.

Fall 3: Auslegungsdruck \geq maximaler Druck aufgrund dynamischer Betriebszustände (Druckstöße, Festlegung i.d.R. auf Grundlage von Simulationsberechnungen)

- Zulässiger Betriebsdruck durch statische oder dynamische Beanspruchung kann nicht überschritten werden.
- ⇒ keine diesbezüglichen Sicherheitseinrichtungen erforderlich.

- Vorteile:
- keine technischen Maßnahmen zum Ausschluß statischer oder dynamischer Beanspruchung mit erhöhten Zuverlässigkeitsanforderungen notwendig,
 - durch Verwendung großer Wanddicken hohe Sicherheit gegenüber weiteren möglicherweise auftretenden Störeinflüssen.

- Nachteile:
- genaue Gefährdungsanalyse und Simulationsrechnung unter Berücksichtigung aller relevanten Nebenbedingungen notwendig,
 - große Wanddicken und hoher investiver Aufwand,
 - Die Rohrleitung unterliegt während der Betriebszeit möglicherweise erheblichen Druckwechselbeanspruchungen.

In Abbildung 5.8 werden diese drei Fälle schematisch dargestellt. Mit steigendem Berechnungsdruck nimmt die Notwendigkeit der erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen ab, wobei an den jeweiligen Grenzwerten „Qualitätssprünge“ in der Sicherheitskonzeption aufgrund des Verzichts von Sicherheitseinrichtungen vorliegen. Mit der geeigneten

Festlegung des Berechnungsdruckes erreicht man möglicherweise einen sicherheitstechnischen und ökonomischen Vorteil, wenn damit die Notwendigkeit sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen nicht mehr begründet ist.

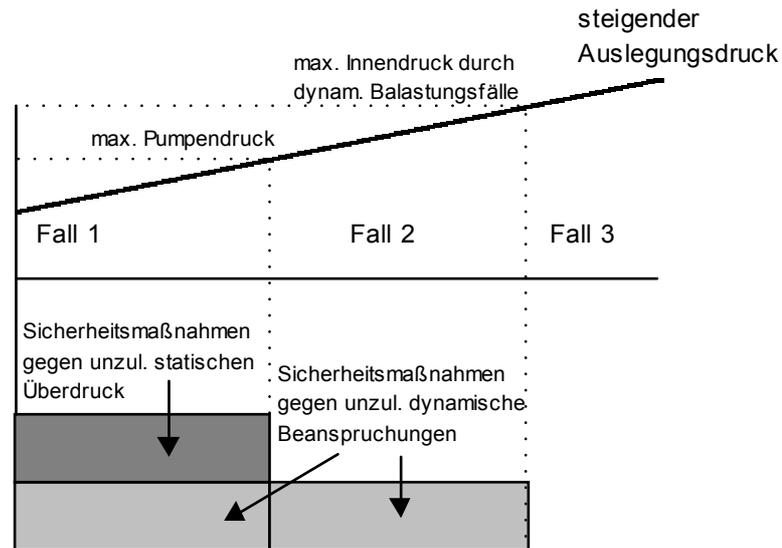


Abbildung 5.8: Einfluß des Auslegungsdruckes auf die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen gegen unzulässige Überdrücke

Einschränkend ist jedoch zu beachten, daß die zulässige Betriebsdauer einer Pipeline unter Berücksichtigung der Auslegungskenngrößen wesentlich von der Anzahl und den Amplituden der während des Betriebs auftretenden Lastwechsel abhängt /82/. In der Regel werden deshalb Pipelinesysteme grundsätzlich so betrieben, daß dynamische Druckbeanspruchungen weitestgehend minimiert werden, was vorwiegend durch sicherheitstechnische Maßnahmen realisiert wird. Es ist somit davon auszugehen, daß die technischen Maßnahmen zur Vermeidung unzulässiger dynamischer Beanspruchungen aus sicherheitstechnischer und ökonomischer Sicht notwendig sind.

Der Berechnungsdruck sollte folglich nur bis zu dem Maße höher angesetzt werden, bis damit aktive Sicherheitsmaßnahmen gegenüber statischen Überbeanspruchungen substituiert werden können.

5.3.3 Prüfung und Lebensdauerabschätzung

Während bei Neuanlagen das Niveau der Basissicherheit im Rahmen der Dimensionierung festgelegt werden kann, ist es bei seit längerer Zeit betriebenen Pipelines erforderlich, das sich ändernde Widerstandsvermögen der Rohre zu ermitteln, um daraus entweder eine Befristung der Betriebszeit abzuleiten oder das zulässige Beanspruchungsniveau neu festzulegen. Damit wird dem formulierten sicherheitstechnischen Ziel, die Belastbarkeit der Pipelineelemente über die vorgesehene Betriebszeit zu gewährleisten, Rechnung getragen.

Im Gegensatz zur Rohrauslegung, die weitestgehend auf deterministischen und physikalisch begründeten Modellen basiert, kann die Ermittlung einer maximalen Betriebszeit oder eines maximalen Belastungsniveaus nur mit Hilfe stochastischer Methoden erfolgen.

Grundlage für eine Berechnung der Lebensdauer von Pipelinerohren ist die genaue Kenntnis über das bisherige Beanspruchungskollektiv bzw. über den aktuellen Zustand der Rohre. Deshalb muß die Lebensdauerabschätzung grundsätzlich im engen Zusammenhang mit den Prüfungen der Pipeline gesehen werden, da mit der Inspektion der Rohre die erforderlichen Daten für eine Lebensdauerabschätzung gewonnen werden (Abbildung 5.9).

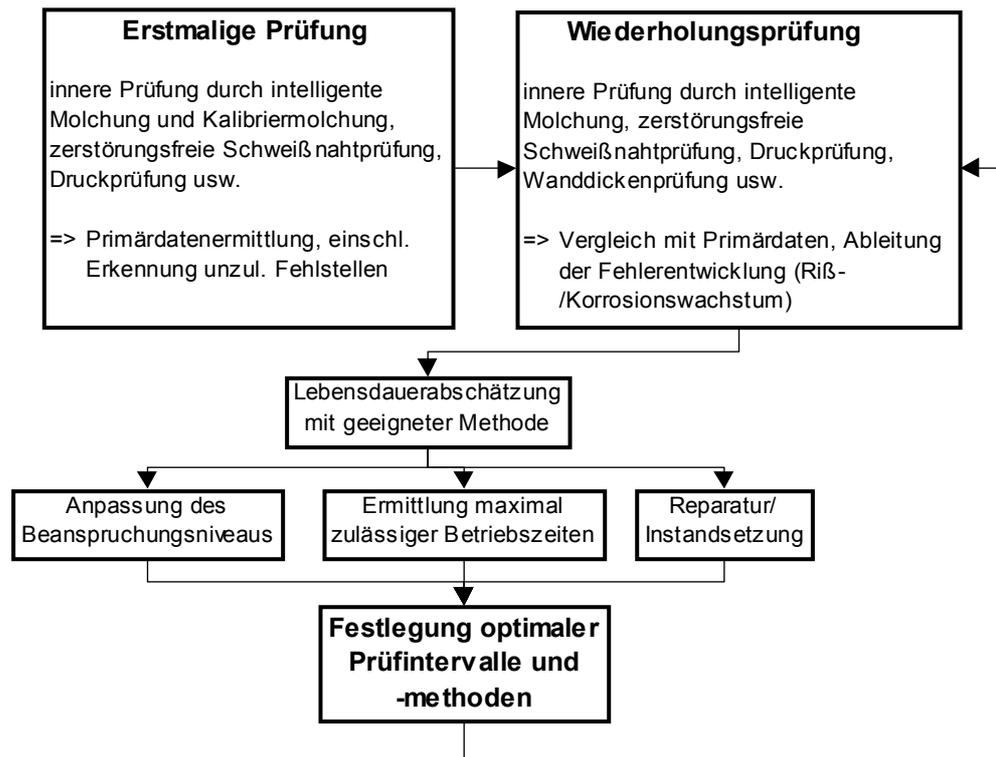


Abbildung 5.9: Zusammenhang zwischen Prüfung und Lebensdauerabschätzung von Pipelinerohren

In Anlehnung an die probabilistische Vorgehensweise bei der Lebensdauerberechnung kann für Fernleitungsrohre eine Überlebenswahrscheinlichkeit (jedoch nur in Abhängigkeit der betrieblichen Belastungen) definiert werden, die jedoch stark von den Randbedingungen wie Wanddicke, Festigkeitsmerkmale des Werkstoffes, Rohrqualität usw. abhängig ist. In /87/ wird die Ausfallwahrscheinlichkeit für ein nach DIN 2413 berechnetes Rohr mit einer Nennwanddicke von 7,9 mm, einer zulässigen Betriebsspannung von 221 N/mm^2 und wechselnder Beanspruchung mit $R_L = 2 \cdot 10^{-4}$ bezogen auf 8800 Lastwechsel angegeben. Aufgrund der zeitlich wirkenden Schädigungseinflüsse muß mit einer zunehmenden Versagenswahrscheinlichkeit einer Leitung während des Betriebes gerechnet werden. Die Änderungsgeschwindigkeit der Versagenswahrscheinlichkeit ist, wie der diesbezügliche Ursprungswert, leitungsspezifisch. Daraus ergibt sich ein Zusammenhang zwischen dem Zustand der Rohre, der Inspektionsstrategie sowie der Versagenswahrscheinlichkeit der Rohre. Nach Inbetriebnahme der Rohrleitungsanlage ist erfahrungsgemäß mit Frühausfällen aufgrund nicht erkannter Fertigungs-, Schweiß- oder Verlegefehler zu rechnen. Während dieser Betriebsphase ist im Rahmen des Probetriebes eine intensiviertere Überwachung der Anlage erforderlich. Die Versagenswahrscheinlichkeit nimmt in Abhängigkeit der Beanspruchungsintensität aufgrund der stattfindenden Alterungsprozesse zu. Die erforderlichen Prüfintervalle orientieren sich im wesentlichen an der Fehlstellenentwicklung und am Gesamtbelastungskollektiv (Schwellbeanspruchung) und sind mit zunehmender Betriebszeit zu verkürzen, da das Auftreten kritischer Fehlstellen (Risse usw.) wahrscheinlicher wird.

Weitere Einflußgrößen für die Festlegung der Prüfintervalle sind leitungsspezifische Aspekte, insbesondere das jeweilige Risikopotential, Ausgangsgüte der Leitung und Niveau der sicherheitstechnischen Absicherung /156-158/.

5.4 Sicherheitstechnische Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen

Im Rahmen der Sicherheits-Schutz-Struktur von Pipelineanlagen sind die Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen wesentlicher Bestandteil der Sicherheitskonzeption. Unzulässige Beanspruchungen resultieren aus nicht bestimmungsgemäßen Betriebszuständen und sind hinsichtlich ihres Beanspruchungsniveaus in der Regel nicht definierbar bzw. können im Rahmen der Dimensionierung nicht berücksichtigt werden.

Bei Rohrfernleitungen können unzulässige Beanspruchungen vor allem durch störungsbedingte dynamisch und statische Überdrücke (Druckstöße), durch Einwirkungen Dritter oder durch Erdbewegungen hervorgerufen werden /111,136,138/. Wesentliches Merkmal dieser Einflußfaktoren ist, daß bei deren Einwirken auf die Pipelineelemente mit einem unmittelbaren Verlust des Hermetisierungspotentials gerechnet werden muß. Das Ziel der Sicherheitsmaßnahmen besteht darin, die unzulässigen Beanspruchungen durch geeignete Maßnahmen auszuschließen bzw. auf ein ungefährliches Maß zu reduzieren.

Folgende Abbildung faßt die zu berücksichtigenden Einflüsse und die erforderlichen sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen zusammen:

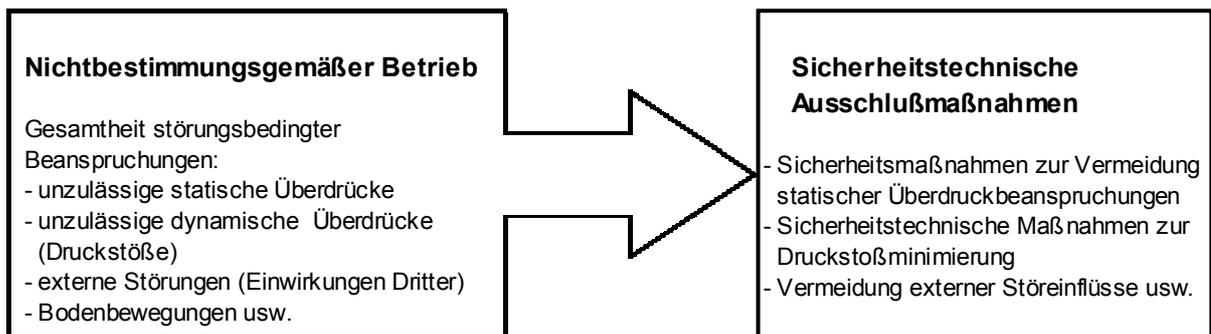


Abbildung 5.10: Einflußgrößen und Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen

Entsprechend der Ergebnisse aus den Untersuchungen zur Gefährdungsbildung werden durch die sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen die betrieblichen Fehler, externe Einwirkungen und Bodenbewegungen als Versagensursachen abgedeckt.

Während die Absicherung gegen unzulässige statische Druckbeanspruchungen und Druckstöße durch dynamische Sicherheitssysteme realisiert wird, kann die Wahrscheinlichkeit externer Überbeanspruchungen durch folgende Maßnahmen reduziert werden:

- sicherheitsbezogene Trassenführung
- Erhöhung der Verlegetiefe
- Festlegung eines Schutzstreifens
- Kennzeichnung
- Trassenkontrollen
- Schutzrohrverlegung
- Dehnungskompensatoren in Gebieten mit erhöhter Gefährdung durch Bodenbewegungen

Die **sicherheitsbezogene Wahl des Trassenverlaufes** ist die wirksamste Möglichkeiten, das Risiko im Hinblick sowohl auf die Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadensereignisses als auch auf die Minimierung der Auswirkungen maßgebend zu

verkleinern. Die Leitungsführung sollte so erfolgen, daß die Gefährdungen für die Umgebung und die von der Umgebung ausgehenden Einflüsse für die Pipeline minimiert werden. Dieser Grundsatz führt z.B. zu den Festlegungen, daß besonders schutzbedürftige Gebiete (Wasserschutzgebiete, Nähe von Bebauungen usw.) sowie Gebiete, in denen die Pipeline besonderen Einflüssen ausgesetzt sein kann (Bergbaugebiete) möglichst umgangen werden. Aus ökonomischen und prozeßtechnischen Gründen ist der aus schutztechnischer Sicht optimale Trassenverlauf i.d.R. nicht möglich, so daß der tatsächliche Trassenverlauf oftmals nur durch einen Optimierungsprozeß ermittelt werden kann.

Die unterirdische Verlegung der Rohrleitung bietet im begrenzten Maße Schutz vor äußeren Einwirkungen, erhöht aber wiederum die Gefahr der unbeabsichtigten Beschädigung, da das Vorhandensein bzw. die genaue Lage der Pipeline Dritten in der Regel nicht bekannt ist. Die **Höhe der Erddeckung** wird teilweise durch verbindliche Regelungen vorgeschrieben und beträgt in Abhängigkeit des Risikos externer Einwirkungen 60-100 cm, vereinzelt bis 160 cm. Der Zusammenhang zwischen der Verlegetiefe und der Häufigkeit externer Störungen ist in folgender Tabelle dargestellt /46/:

Verlegetiefe [cm]	Häufigkeit externer Störungen [1/(1000 km Jahre)]
0 – 80	1,03
80 – 100	0,25
> 100	0,21
unbekannt	0,31

Es ist zu erkennen, daß mit größerer Verlegetiefe die Häufigkeit externer Störungen grundsätzlich abnimmt. Die Abnahme der Häufigkeit ist jedoch vom Bereich 0-80 cm auf 80-100 cm am ausgeprägtesten. Größere Verlegetiefen führen in der Regel zu keinem weiteren Sicherheitsgewinn, jedoch steigen die ökonomischen Aufwendungen dadurch enorm. Eine Erhöhung der Erddeckung über die im Regelwerk vorgeschriebene Höhe hinaus als Maßnahmen zur Risikoreduzierung sollte demnach differenziert nur bei besonders gefährdeten Trassenabschnitten (unmittelbare Nähe zu Siedlungen/Bebauungen, nutzungsintensive Gebiete) erfolgen.

Die **Festlegung eines Schutzstreifens** im Bereich der verlegten Pipeline soll einerseits die Durchführung notwendiger Instandhaltungsmaßnahmen ermöglichen und andererseits verhindern, daß unzulässige Einwirkungen (Errichten betriebsfremder Bauwerke) die Sicherheit der Leitung beeinträchtigen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahme gegenüber Einwirkungen Dritter ist jedoch beschränkt und ist durch eine intensive Kontrolle durch das Betriebspersonal zu ergänzen.

Mit Hilfe von **Markierungssäulen** entlang der Trassen wird der Pipelinekorridor gekennzeichnet bzw. auf das Vorhandensein der Pipeline hingewiesen und vor Baumaßnahmen in der Nähe der Trasse gewarnt.

Eine Verlegung eines reißfesten Warnbandes in der 0-Uhr-Position des Rohres soll bei Erdaushubarbeiten auf das Vorhandensein der Pipeline hinweisen.

Auswertungen von Schadensereignissen haben ergeben, daß diese Maßnahmen nicht ausreichend waren, um Beschädigungen durch Dritte zu vermeiden, da oftmals die Kennzeichnungen ignoriert wurden.

Befliegungen, Befahrungen oder **Begehungen** des Trassenkorridors in festgelegten Zeitabständen sind primär darauf ausgerichtet, Veränderungen an der Rohrleitungstrasse oder geplante Baumaßnahmen in der Nähe der Pipeline rechtzeitig zu erkennen und mit den Bauausführenden geeignete Sicherheitsvorkehrungen abzustimmen. Des Weiteren soll die unbefugte Nutzung des Schutzstreifens rechtzeitig erkannt und vermieden werden. Die Frequenz der Trassenkontrollen ist ausschlaggebend für die Wirksamkeit dieser Maßnahme wobei wiederum ökonomische Randbedingungen zu beachten sind. Aus diesem Grund ist anzustreben, die Intensität der Kontrollen trassenspezifisch in Abhängigkeit der jeweiligen Bedingungen festzulegen.

Die Anordnung einer zweiten äußeren Schutzhülle (**Schutzrohr**) bietet ein hohes Maß an Widerstandsvermögen gegenüber äußeren Belastungen, ist aber aus Kostengründen nur örtlich begrenzt und in besonders gefährdeten Bereichen (Kreuzungsbereiche) anzuwenden.

5.5 Maßnahmen zur Schadensbegrenzung

5.5.1 Struktur des Schutzsystems

Primär orientiert sich die Spezifik der Schutzmaßnahmen an den jeweiligen Bedingungen um den Trassenabschnitt (Umweltsensibilität, Querungen von Gewässern und Verkehrswegen, Nähe zu Siedlungen) sowie an den Wirkungen bei einer Stoffemission, die vorrangig von der Charakteristik des Transportstoffes abhängig sind. Dabei sind folgende Stoffeigenschaften ausschlaggebend:

- Toxizität,
- Umweltgefährdung (vor allem Wassergefährdung),
- Brennbarkeit,
- physikalische Eigenschaften (Dichte, Dampfdruck, Aggregatzustand).

Weiterhin ist die Schutzstrategie differenziert für die verschiedenen Leitungskomponenten zu betrachten. Das wesentlichste Kriterium ist dabei die Möglichkeit der betrieblichen Anlagenüberwachung und damit verbunden die Abgrenzbarkeit gegenüber öffentlichen Zugriffen. Die Schutzkonzepte unterscheiden sich dabei für die Stationen und die Pipelineabschnitte, die öffentlich zugängliche Gebiete durchqueren:

Tabelle 5.3: Differenzierte Schutzstrategien bei Stoffemissionen	
Anlagenkomponente	Schutzstrategie bei Stoffemission
Stationen (Pumpstationen, Absperrstationen, Übergabestationen usw.)	-> betriebliche Überwachung gegeben transportstoffabhängige Schutzkonzeption: hierarchische Brand- und Explosionsschutzkonzeption Schutzziele: vorwiegend Arbeitnehmer und Umwelt
durch öffentlich zugängliches Gebiet verlegte Rohrabschnitte	-> eingeschränkte betriebliche Überwachung transportstoff- und trassenwegabhängige Schutzkonzeption Schutzziele: vorwiegend Umwelt und Dritte

Die Struktur des Schutzsystems für Rohrabschnitte ist in folgender Abbildung dargestellt:

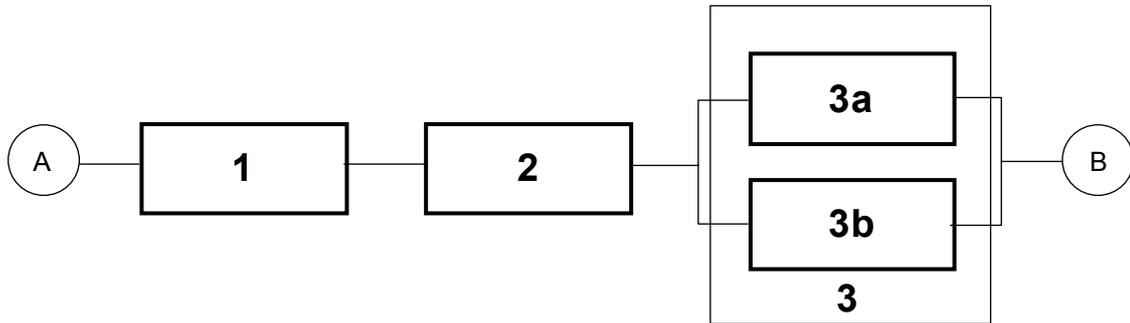


Abbildung 5.11: Struktur des Schutzsystems für Rohrabschnitte

1 - Leckerkennung -> Feststellung des Leckagefalles

2 – Leckortung -> Feststellung des Leckageortes

Bemerkung: Im Falle der Einwirkungen Dritter wird häufig vom Verursacher das Leck erkannt und gemeldet, was gleichzeitig eine Leckerkennung und -ortung darstellt.

3 - Schadensminimierung durch 3a - effektive Ausflußbegrenzung
3b - gezielte Maßnahmen der Gefahrenabwehr

Zustand A: Leckagefall durch lokalen Verlust des Hermetisierungspotentials

Zustand B: kritischer Zustand mit potentieller Gefährdung für Personen und Umwelt (Eintritt bei Versagen der Sicherheitselemente 1-3)

Die Struktur des Schutzsystems widerspiegelt die prinzipiellen logischen Verknüpfungen der Schutzelemente: Ausgangspunkt ist ein Leckagefall durch Verlust des Hermetisierungspotentials. Eine erfolgreiche Schadensminimierung kann nur stattfinden, wenn der Leckagefall erkannt wurde und der Schadensort bekannt ist. Ausflußbegrenzung und Maßnahmen der Gefahrenabwehr können im Rahmen des Schutzsystems als Element der Schadensminimierung zusammengefaßt werden. Grundsätzlich können kritische Schäden an Personen und Umwelt mit einer dieser Maßnahmen vermieden werden, sofern diese ausreichend effektiv sind. Dies ist jedoch nur mit erhöhten technischen, organisatorischen und investiven Aufwendungen zu erreichen, so daß in der Regel eine Kombination beider sich ergänzender Schutzelemente Anwendung findet.

Die effektive Schadensbegrenzung ist von der Funktionalität der einzelnen Komponenten des Schutzsystems abhängig und ist bei Versagen eines der in Reihe geschalteten Elemente nicht mehr gewährleistet. Es besteht somit die Möglichkeit, die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines kritischen Zustandes durch die sicherheitstechnische Gestaltung des Schutzsystems wesentlich zu beeinflussen.

5.5.2 Aspekte der Ausflußbegrenzung

Nachdem ein Stoffaustritt durch das Leckerkennungs- und Leckortungssystem detektiert wurde, besteht im Rahmen des Schutzkonzeptes die Aufgabe darin, die Menge des austretenden Stoffes so gering wie möglich zu halten. Dies wird durch die Unterbrechung des

Förderstromes (Abschalten der Förderpumpen) und durch das Schließen der Trassenschieber erreicht. Dazu sind bei Pipelineanlagen in festgelegten Abständen Absperrarmaturen installiert, die das maximal austretende Volumen begrenzen sollen. Dies entspricht schutztechnisch dem Prinzip der Verkleinerung des stofflichen Gefährdungspotentials. In Abbildung 5.12 ist beispielhaft das zwischen zwei Absperrarmaturen eingeschlossene und damit das theoretisch maximal austretende Volumen in Abhängigkeit der Anzahl der vorgesehenen Armaturen am Beispiel einer 300 km langen Fernleitung für verschiedene Nennweiten dargestellt. Dabei ist zu erkennen, daß es insbesondere bei Fernleitungen mit großen Nennweiten nur mit erheblichem Aufwand möglich ist, die maximale Austrittsmenge auf einen akzeptablen Wert zu begrenzen. Selbst wenn bei einer DN 300- Pipeline nach jedem Trassenkilometer eine Absperrarmatur installiert werden würde, beträgt das maximal mögliche Austrittsvolumen immer noch etwa 71 m^3 .

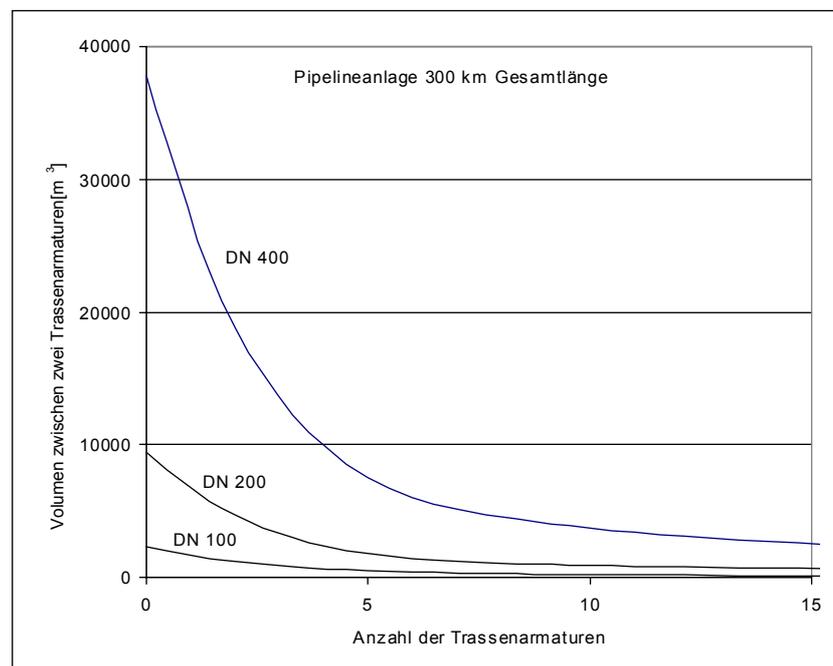


Abbildung 5.12: Reduzierung des maximal möglichen Austrittsvolumens in Abhängigkeit der Anzahl der Trassenabsperrrmaturen für unterschiedliche Nennweiten

Daraus ist zu schlußfolgern, daß eine Unterteilung der Pipeline in *gleichgroße* absperrbare Abschnitte aus ökonomischen und sicherheitstechnischen Aspekten keine geeignete Methode für eine wirkungsvolle Ausflußbegrenzung darstellt.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, daß die erforderliche Verkleinerung des effektiven Gefahrstoffpotentials durch Anordnung der Absperrschieber neben den Gefährlichkeitsmerkmalen des Transportstoffes auch wesentlich vom Schutzbedarf des Trassenabschnittes abhängt, stellt die Methode der **trassendifferenzierten Reduzierung des Austrittsvolumens** durch spezifische Anordnung der Armaturen die geeignetere Maßnahme dar, in definierten Bereichen eine effektive Ausflußbegrenzung und gezielte Risikominimierung vorzunehmen. Die Entscheidung, für welche Pipelineabschnitte eine Verkürzung der Armaturenabstände erforderlich ist, muß im Ergebnis der Risikountersuchung und unter Berücksichtigung der für den Pipelineabschnitt spezifischen Sicherheits- und Schutzmaßnahmen erfolgen. So ist beispielsweise in besonders schutzbedürftigen Gebieten (Flußkreuzungen, bebaute Gebiete) der Abstand zwischen zwei Absperrschiebern wesentlich zu verkleinern, während in weniger gefährdeten Regionen der Abstand vergrößert werden kann.

5.6 Schlußfolgerungen

Das Ziel, ein weitestgehend konstantes Risikoniveau über den gesamten Trassenverlauf zu erhalten ist nur durch die Kombination der verschiedenen sicherheits- und schutztechnischen Maßnahmen zu erreichen. Die Auswahl und die Festlegung der erforderlichen Wirksamkeit der Maßnahmen ist in Abhängigkeit der ermittelten Ergebnisse der Risikountersuchungen vorzunehmen. Da jedoch festgestellt wurde, daß mit den in der Praxis angewandten Sicherheitsstrategien nicht immer optimal die erforderliche Risikominimierung erreicht werden kann, ist es insbesondere für die Festlegung der erforderlichen Wirksamkeit der risikominimierenden Maßnahmen erforderlich, die Auswahl und die Anordnung der Sicherheitsmaßnahmen auf Grundlage eines hierarchischen Sicherheits-Schutz-Konzeptes vorzunehmen.

Entsprechend der Struktur des Sicherheits-Schutz-Konzeptes erfolgt die Risikominimierung durch Erhöhung und Gewährleistung der passiven Sicherheit (Basissicherheit), durch Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen in Verbindung mit schutztechnischen Maßnahmen. Aus den Untersuchungen zu den Relationen zwischen den einzelnen Hierarchieebenen können allgemeingültige Grundsätze abgeleitet werden:

- Primär sollte ein hohes Niveau der Basissicherheit angestrebt werden, da es nicht oder nur schwer möglich ist, diesbezügliche Defizite durch sicherheitstechnische oder intensivierete schutztechnische Maßnahmen zu kompensieren. Bei der Festlegung des Niveaus der Basissicherheit sind jedoch neben den ökonomischen Randbedingungen auch sicherheitstechnische Einschränkungen zu berücksichtigen (Einsatz hochfester Stähle bzw. großer Wanddicken), so daß insgesamt eine optimierende Betrachtungen notwendig sein wird.
- Durch gezielte Festlegung der Basissicherheit (insbes. durch die Wahl des Auslegungsdruckes) besteht die Möglichkeit, eine Substitution sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen zu erreichen. Dies ist jedoch nur sinnvoll, wenn damit Sicherheitsmaßnahmen gegen statische Überdrücke ersetzt werden.
- Die Basissicherheit und die Wirksamkeit sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen muß für die gesamte Betriebszeit durch Maßnahmen der regelmäßigen Zustandsfeststellung, Instandhaltung und Funktionsprüfungen sowie ggf. durch Anpassung der Betriebsweise erhalten werden.
- Trotz einer hohen Zuverlässigkeit und Wirksamkeit der Sicherheitsebene kann auf Grund der Charakteristik relevanter Einflußgrößen die erforderliche Risikominimierung nur durch ergänzende schutztechnische Maßnahmen erreicht werden. Diese sind hinsichtlich ihres Erfordernisses und ihrer notwendigen Wirksamkeit ausgeprägt trassenabschnittsbezogen, da die spezifischen Umgebungsbedingungen dabei einen wesentlichen Einfluß besitzen.
- Die notwendige Wirksamkeit schutztechnischer Maßnahmen orientiert sich weiterhin wesentlich am Niveau der Sicherheitsebene zur Vermeidung von Stoffaustritten aus dem Pipelinesystem. Eine Erweiterung der Schutzebene ist für solche Pipelineabschnitte relevant, bei denen die Wahrscheinlichkeit für Schadensfälle durch technische Maßnahmen nicht weiter reduziert werden kann und die Auswirkungen der Stoffaustritte nicht toleriert werden können (z.B. hohes Schutzbedürfnis der Umgebung).

- Entscheidend für die Auswahl bzw. Anwendungsmöglichkeit der Sicherheits- und Schutzmaßnahmen ist, in welcher Lebensphase sich das Pipelinesystem befindet. Es bestehen die größten Chancen einer effektiven Risikominimierung in der Planungs- und Entwurfsphase, da hier vor allem das Niveau der Basissicherheit im Rahmen der Dimensionierung festgelegt wird sowie bei der zuverlässigkeitsbezogenen Gestaltung dynamischer Sicherheitssysteme und durch die Wahl des Trassenverlaufes das Risiko für die Umwelt und Bevölkerung von vornherein vermieden oder stark reduziert werden kann.

In der Betriebsphase ist eine gezielte Risikoreduzierung weitaus schwieriger möglich und beschränkt sich im wesentlichen auf Maßnahmen zur Erhaltung der Basissicherheit durch eine angepaßte Inspektions- und Instandhaltungsstrategie, sowie der abschnittsdifferenzierten Erweiterung sicherheits- und schutztechnischer Maßnahmen. Des weiteren besteht in der Betriebsphase die Möglichkeit, die Betriebsbedingungen und damit das Belastungsniveau an das sich ändernde Niveau der Basissicherheit anzupassen.

6. Untersuchungen zur Zuverlässigkeit

6.1 Notwendigkeit der Zuverlässigkeitsuntersuchungen und allgemeine Vorgehensweise

Während das Niveau der Basissicherheit größtenteils durch technologische und ökonomische Randbedingungen vorgegeben ist, bestehen mit der Gestaltung und dem Betrieb der dynamischen Sicherheitssysteme erweiterte Möglichkeiten, die Sicherheit einer Fernleitungsanlage zu beeinflussen.

Die Funktionalität und Effektivität wird bei aktiven Sicherheitssystemen wesentlich durch deren Zuverlässigkeit bestimmt. Mit der Erhöhung der Zuverlässigkeit wird folglich eine gezielte Risikominimierung möglich, da die Eintrittswahrscheinlichkeit von Schadensfällen, hervorgerufen durch nicht funktionierende Sicherheitssysteme, reduziert wird.

Des Weiteren wird die Auseinandersetzung mit Zuverlässigkeitsaspekten künftig verstärkt erforderlich sein, da tendenziell die quantitative Bewertung des Ausfallverhaltens sicherheitstechnischer Systeme an Bedeutung zunehmen wird. Der Nachweis über die Einhaltung von z.B. in Normen festgelegte Grenzwerte für die Ausfallwahrscheinlichkeit kann dabei nur auf der Basis geeigneter Modelle zur Zuverlässigkeitsbewertung erfolgen.

Speziell für Pipelinesysteme ergibt sich die Notwendigkeit der zuverlässigkeitsanalytischen Untersuchung aus folgenden Aspekten:

- Die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Sicherheitssysteme müssen sehr hoch sein, da durch deren Ausfall im Forderungsfall die Leitungssysteme *spontan* versagen können.
- Ausfälle von Sicherheitseinrichtungen sind bei Pipelineanlagen besonders kritisch, da auf Grund der Systemstruktur (Linearität) ein unmittelbarer Zugriff auf die ausgefallenen Elemente durch das Personal bzw. eine schnelle Instandsetzung nur bedingt möglich ist.
- Die Vielzahl der technischen Varianten zur Realisierung der Sicherheitsaufgaben bedingt eine vergleichende Betrachtung unter Einbeziehung wirtschaftlicher und zuverlässigkeitstechnischer Aspekte. Ist die ausreichende Sicherheit verschiedener Lösungen nachgewiesen, kann die ökonomisch günstigste Variante gewählt werden. Bei vorgegebenen Kosten ist die Systemvariante mit der maximalen Sicherheit/Zuverlässigkeit zu favorisieren.
- Die Beurteilung der Zuverlässigkeit ist besonders bei den Komponenten der Sicherheitssysteme zur Verhinderung *prozeßbezogener* Gefährdungen nötig, da die Aktivierung des Sicherheitssystems durch den Prozeßzustand erfolgt und der Gefährdungszustand direkt vom Versagen der Sicherheitselemente abzuleiten ist.
- Funktionsprüfungen sowie die sicherheitstechnische Gestaltung der Sicherheitssysteme unterliegen insbesondere bei Pipelineanlagen ökonomischen Randbedingungen, so daß Untersuchungen zu Inspektionszyklen und zur Redundanztechnik als Maßnahmen zur Zuverlässigkeitserhöhung zwangsläufig erforderlich werden.

Bei Pipelineanlagen besteht somit das *grundsätzliche Erfordernis*, die Zuverlässigkeit der Sicherheitssysteme zu untersuchen. Die Anwendung bekannter Modellansätze, wie sie für kompakte verfahrenstechnische Anlagen entwickelt wurden, ist nur eingeschränkt möglich, da dabei die spezifische Anlagenstruktur der Pipelinesysteme unberücksichtigt bleibt. Aus diesem Grund wird zunächst eine Untersuchung des Einflusses der Struktur des Sicherheitssystems von Pipelineanlagen auf dessen Zuverlässigkeitsverhalten vorgenommen. Die dafür genutzten Modellvorstellungen, die auf Betrachtungen zur Überlebenswahrscheinlichkeit technischer Elemente beruhen, reichen jedoch nicht aus, um die prozeßimmanenten Einflüsse mit zu erfassen. Aus diesem Grund stützt sich die weitere Untersuchungsführung auf Zuverlässigkeitskenngrößen, die diesen Nachteil kompensiert.

Spezielle Untersuchungen beziehen sich auf Sicherheitssysteme zur Absicherung unzulässiger dynamischer Überdrücke.

Ziel ist es, im Ergebnis der Untersuchungen allgemeingültige Grundsätze zur sicherheitsgerechten Gestaltung und Betriebsweise der Sicherheitssysteme abzuleiten sowie ein Instrumentarium zur erarbeiten, welches einen Variantenvergleich verschiedener Sicherheitslösungen ermöglicht. Es wird nicht angestrebt, auf der Basis quantitativer Wahrscheinlichkeitsaussagen eine Entscheidung über die Suffizienz in Bezug auf die Zuverlässigkeit der Sicherheitssysteme zu treffen.

6.2 Zuverlässigkeit des pipelinespezifischen Sicherheitssystems

6.2.1 Struktur des Sicherheits- und Steuerungssystems

Die Struktur des Sicherheits- und Steuerungssystems von Pipelineanlagen gliedert sich grundsätzlich in lokale und zentrale Systemelemente /140/. Die lokalen Systemelemente übernehmen örtlich bezogene Betriebs- und Sicherheitsfunktionen. Dazu zählen insbesondere die in den Stationssteuerungen implementierten Sicherheitsfunktionen, deren Aufgabe eine Absicherung der Station oder begrenzter Leitungsabschnitte beinhaltet. Damit werden jedoch nicht alle erforderlichen Sicherheitsfunktionen abgedeckt. Diese Aufgabe übernimmt das zentrale Sicherheitssystem, welches die Koordinierung des Betriebes und der sicherheitstechnischen Funktionen der gesamten Pipelineanlage realisiert. Die Kommunikation zwischen zentraler Einheit, lokalen Stationssteuerungen sowie den Sensoren und Aktoren (Prozeßschnittstellen) erfolgt über ein Datenfernübertragungs-/Fernwirkssystem (DFÜ/FW). Die folgende Abbildung verdeutlicht die Struktur des Sicherheits- und Steuerungskonzeptes von Pipelinesystemen. Dabei ist bei den Stationssystemen und der Zentraleinheit die erforderliche Trennung zwischen sicherheitsrelevanten Funktionen und Regelungsfunktionen zu erkennen.

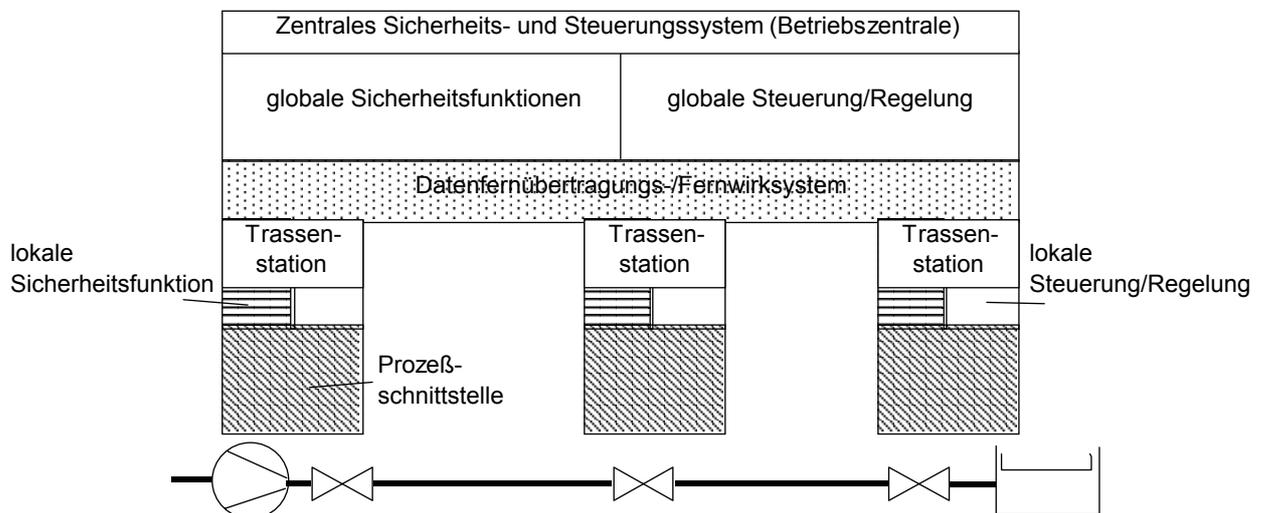


Abbildung 6.1: Struktur der Sicherheits- und Steuerungs-/Regelungssysteme

Prozeßschnittstelle:

- Erfassung der für die Pipelinesteuerung und Realisierung der Sicherheitsfunktionen erforderlichen Prozeßgrößen (Druck, Durchfluß, Temperatur, Dichte, Konzentration, Füllstand usw.)

- Übertragung der Signale sowohl an das global als auch an das zugehörige lokale Sicherheitssystem
- Realisierung der sicherheitsrelevanten Eingriffe in das Pipelinesystem (Aktoren, i.d.R. Absperrventile, Verriegelungen)
- Sicherheitsaspekte sind durch zuverlässige und geeignete Sensoren und Aktoren mit einer ausreichenden Meßgenauigkeit, robuster Bauweise und einer hohen Langzeitstabilität zu berücksichtigen
- Übernehmen i.d.R. gleichzeitig Sicherheits- und Betriebsfunktionen

Trassenstation - Lokale Sicherheitsfunktionen

- Realisierung lokaler Überwachungs-, Sicherheits- und Schutzfunktionen (z.B. Überwachung der Armaturenstellung, gesteuertes Schließen der Trassenarmatur im Bedarfsfall)
- Realisiert die vom zentralen Sicherheitssystem ausgelösten Sicherheitsfunktionen
- Trennung der Sicherheits- von den Steuerungsfunktionen erforderlich

Betriebszentrale - Zentrale Sicherheitsfunktionen

- Realisierung stationsübergreifender Überwachungs-, Sicherheits- und Schutzfunktionen
- zentral gesteuerte Prozeßeingriffe
- sichere Funktion ist von der Datenfernübertragung abhängig
- Trennung der Sicherheits- von den Steuerungsfunktionen erforderlich

Datenfernübertragung/Fernwirkssystem

- Realisierung des Informationsflusses zwischen Trassenstationen und Betriebszentrale,
- Übertragung von sicherheitsrelevanten sowie betrieblichen Meßgrößen, Stör- und Warnsignalen, Betriebsdaten sowie Stellsignalen
- auf Grund der Sicherheitsrelevanz der übertragenen Daten Gewährleistung einer hohen Betriebssicherheit erforderlich
- Strukturen der Datenwege:
 - Linienstruktur -> Netzstruktur (Ring-, Stern-, Maschennetz)
 - zunehmende Zuverlässigkeit/Verfügbarkeit*
 - zunehmende Investitionskosten*

Sicherheitsrelevante Prozeßgrößen werden von den Sensoren an die jeweiligen lokalen Steuerungseinheiten und direkt über das DFÜ-System an die Zentraleinheit übertragen. Resultieren aus den Prozeßgrößen erforderliche sicherheitsrelevante Handlungen der lokalen Sicherheitssysteme, so werden diese direkt ausgelöst. Sind globale Eingriffe durch das zentrale Sicherheitssystem notwendig, werden die Befehlssignale über das DFÜ/FW-System in der Regel erst an die jeweiligen lokalen Systeme übertragen, die dann das Stellsignal am Aktor (Trassenarmatur) erzeugen. Ausgenommen von diesem Signalweg sind Notabschaltbefehle (Not-Aus), die direkt vom Zentralsystem an die Absperrventile und Pumpen erteilt werden. Diese "harten" ungesteuerten Eingriffe in das Pipelinesystem bergen jedoch die Gefahr der Überbeanspruchung durch die dadurch entstehenden Druckstöße in sich und sind aus diesem Grunde weitgehend zu vermeiden.

Die einzelnen Elemente des Sicherheits- und Steuerungssystems verfügen generell über eine potentielle Unzuverlässigkeit in ihrer Funktionsausübung, so daß unter bestimmten Bedingungen Ausfälle auftreten. Der Ausfall eines oder mehrerer Systemelemente kann in Abhängigkeit von deren Stellung im Anlagen- bzw. Sicherheitskonzept zu Anlagenzuständen führen, deren Folgen sowohl wirtschaftliche als auch sicherheitstechnische Relevanz besitzen /9, 10/. Als der Gefährdungszustand wird ein Leitungsbruch, hervorgerufen durch die interne Überbeanspruchung, definiert. Dieser Gefährdungszustand kann eintreten, wenn die Funktion der sicherheitstechnischen Einrichtungen im Anforderungsfall durch Ausfall einzelner Elemente gestört ist .

Auf Grund der Struktur des Sicherheitssystems erhöht sich mit steigender Länge der Pipeline die Anzahl der für die Erfüllung der sicherheitsrelevanten Funktionen erforderlichen Systemelemente womit zwangsläufig eine Reduzierung der Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems verbunden sein kann, wenn gleiche Systemstrukturen vorliegen.

Daraus folgt grundsätzlich, daß besonders bei **Pipelineanlagen mit großen Längenausdehnungen** die Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit des Sicherheitssystems ohne zuverlässigkeitserhöhende Maßnahmen nicht möglich sein wird. Dies kann durch Redundanztechnik oder durch eine entsprechende Betriebsweise in Form einer angepassten Inspektionsstrategie in Bezug auf das Sicherheitssystem erfolgen.

6.2.2 Einfluß der Redundanztechnik

Für die Untersuchung des Einflusses der Redundanztechnik wird im folgenden vorausgesetzt, daß die Anzahl der lokalen Stationssysteme n etwa proportional abhängig ist von der Länge der Pipelineanlage. Die Ausfallrate für das DFÜ/FW-System wird für die Untersuchung unabhängig von der Leitungslänge als konstant angenommen, was praktisch durch die Anpassung der Struktur (Linienstruktur, Netzstruktur) realisiert wird. Im Falle des Pipelinesystems wird in jeder Trassenstation mindestens ein weiteres gleich- oder andersartig funktionierendes Sicherheitssystem integriert (einschl. der integrierten Prozeßschnittstellen), wodurch eine homogene bzw. diversitäre Redundanzstruktur entsteht. In der Regel werden auch das DFÜ/FW-System und das zentrale Sicherheitssystem redundant ausgeführt. Zuverlässigkeitslogisch ist demnach von einer Gruppenredundanz/Reihen-Parallelschaltung auszugehen:

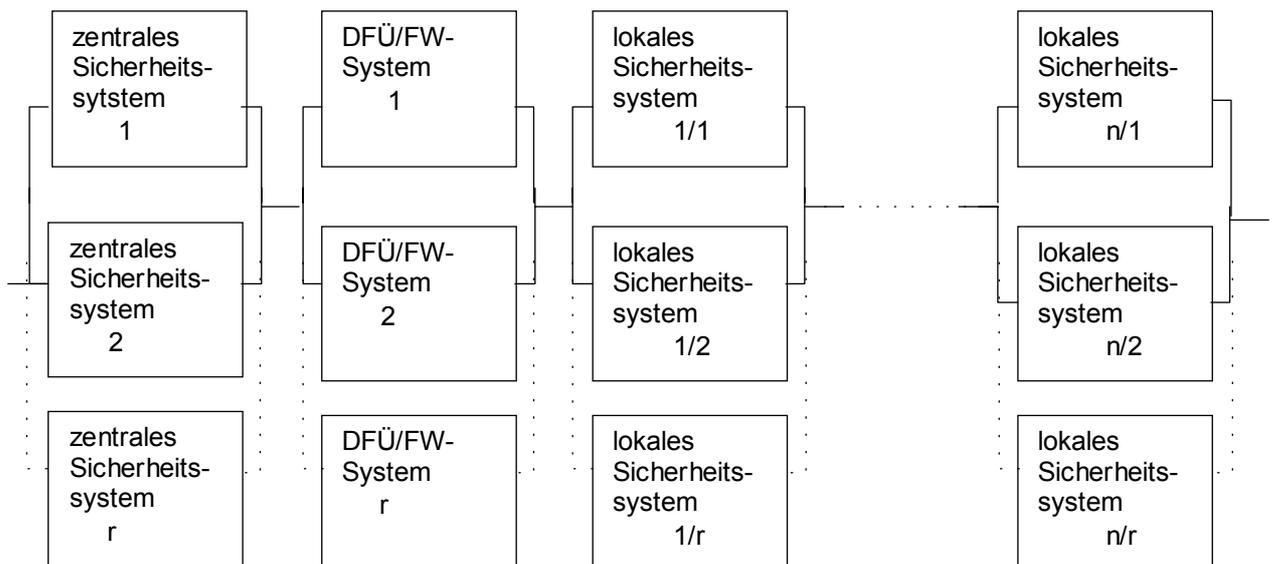


Abbildung 6.2: Zuverlässigkeitslogische Struktur eines redundanten Sicherheitssystems von Pipelineanlagen

Die Überlebenswahrscheinlichkeit dieses redundant aufgebauten Systems wird, unter der Voraussetzung, daß die Ausfallraten aller lokalen Sicherheitssysteme gleich sind, nach folgender Gleichung berechnet:

$$R_s(t) = \left[1 - \prod_{j=1}^r (1 - e^{-\lambda_{\text{zentr. } j} \cdot t}) \right] \cdot \left[1 - \prod_{j=1}^r (1 - e^{-\lambda_{\text{DFÜ/FW } j} \cdot t}) \right] \cdot \prod_{i=1}^n \left[1 - \prod_{j=1}^r (1 - e^{-\lambda_{\text{lokal } ij} \cdot t}) \right] \quad (6.1)$$

Hierbei ist n die Anzahl der Trassenstationen und r die Anzahl der jeweils parallel geschalteten Elemente (Redundanzgrad).

In folgender Abbildung ist beispielhaft der Verlauf der Überlebenswahrscheinlichkeit $R_s(t)$ über die Betriebszeit t für Sicherheitssysteme mit 3 und 40 lokalen Elementen und in jeweils einfacher ($r=1$), zweifacher ($r=2$) und dreifacher ($r=3$) Elementredundanz schematisch dargestellt.

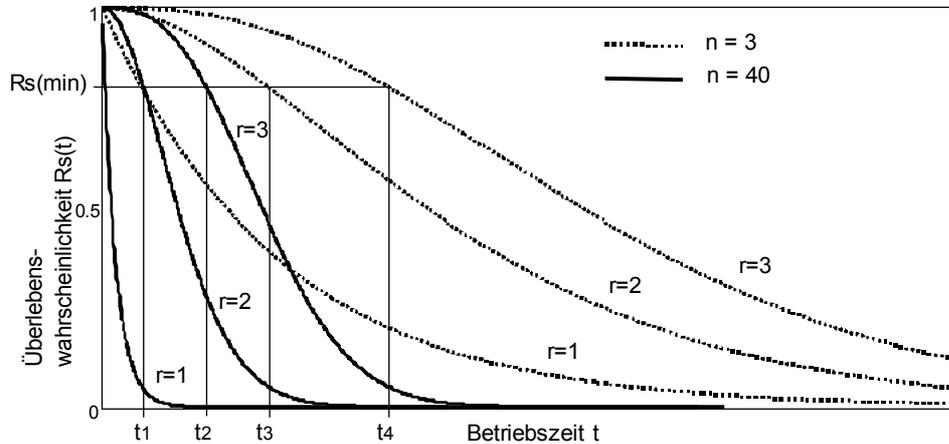


Abbildung 6.3: Zeitlicher Verlauf der Überlebenswahrscheinlichkeit für verschiedene Systeme (schematisch)

Um Aussagen über die Effektivität der Redundanztechnik zu erhalten, wird in Abbildung 6.4 die Differenz der Überlebenswahrscheinlichkeiten zwischen Systemen unterschiedlicher Redundanzgrade ($\Delta R_s(t)$) über die Betriebszeit aufgetragen.

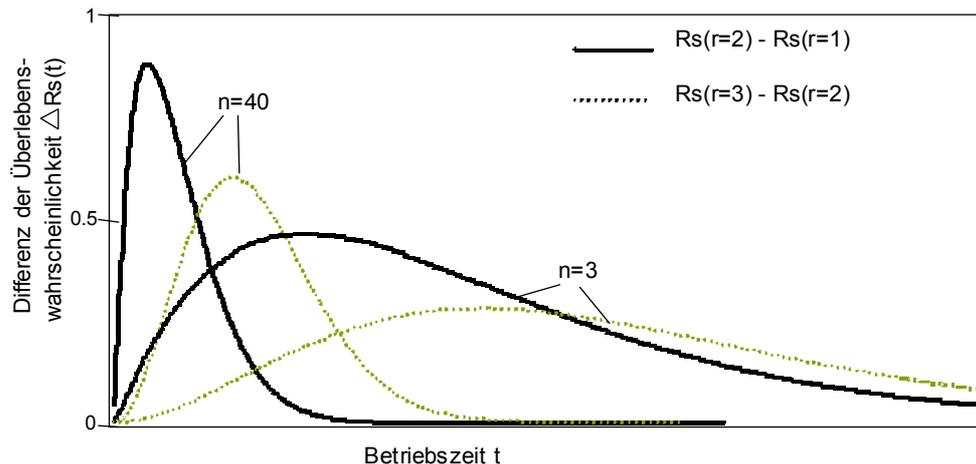


Abbildung 6.4: Effektivität der Redundanz bei verschiedenen Systemen (schematisch)

An den Verläufen von $R_s(t)$ und $\Delta R_s(t)$ ist zu erkennen, daß bei langen Pipelineanlagen (hier: 40 lokale Sicherheitselemente) der Effekt der Redundanztechnik deutlich höher ist als bei kürzeren Leitungen (hier: System mit 3 lokalen Sicherheitselementen). Dabei ist der Zuverlässigkeitsgewinn beim Übergang vom System mit dem Redundanzgrad $r = 1$ zu $r = 2$ größer als beim Übergang vom Redundanzgrad $r = 2$ zu $r = 3$. Der Zuverlässigkeitszuwachs durch Redundanz ist dann als ausreichend anzusehen, wenn für eine definierte Betriebszeit (z.B. Zeit zwischen zwei Inspektionen) eine minimale Systemüberlebenswahrscheinlichkeit

($R_{s(\min)}$) nicht unterschritten wird. Aus diesem Grund kann ein Redundanzgrad von $r > 2$ erforderlich sein, wenn die festgelegte Betriebszeit entsprechend groß sein soll (t_4). Es ist weiterhin zu erkennen, daß der Zuverlässigkeitsgewinn beim System mit $n=40$ bei einer geringeren Betriebszeit gegenüber dem System mit $n=3$ wesentlich größer ist, danach aber viel steiler abfällt. Dieser Verlauf weist darauf hin, daß mit wachsender Pipelinelänge neben dem Redundanzgrad auch zunehmend die Betriebszeit (d.h. in diesem Fall die Zeit zwischen den Funktionsprüfungen/Instandhaltungsmaßnahmen) eine bedeutende Rolle spielt. Aus diesem Grund sind die Untersuchungen so zu erweitern, daß der Einfluß der Inspektionsstrategie ausreichend berücksichtigt werden kann.

6.3 Erweiterung der Zuverlässigkeitsuntersuchung

6.3.1 Modellableitung

Neben dem Ausfallverhalten einzelner Elemente eines Sicherheitssystems und dessen Struktur bzw. Redundanzgrad haben die Inspektionsstrategie sowie die Häufigkeit, mit der das Sicherheitssystem durch das Abweichen des Prozeß- bzw. Anlagenzustandes vom bestimmungsgemäßen Zustand gefordert wird, einen erheblichen Einfluß auf die Zuverlässigkeit. Es sind deshalb Modellansätze zu wählen, die diese Einflußfaktoren berücksichtigen (Abbildung 6.5)

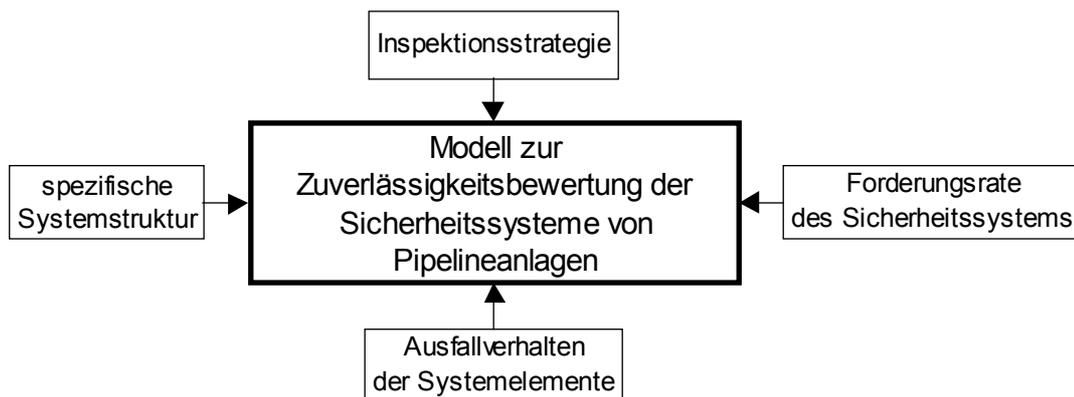


Abbildung 6.5: Einbeziehung zuverlässigkeitsrelevanter Faktoren in die Modellentwicklung

Es wird davon ausgegangen, daß das Sicherheitssystem leistungsgerecht dimensioniert ist und der Ausfall der Systemelemente zufällig erfolgt. Bei bestimmungsgemäßen Betriebszuständen bleiben Ausfälle des Sicherheitssystems verborgen, wenn nicht eine Überprüfung der Funktionsfähigkeit im Abstand von τ Zeiteinheiten erfolgt. Die Inspektion dient der Zustandsfeststellung und Funktionserhaltung des Sicherheitssystems. Durch Verkürzung des Inspektionsintervalls τ wird der Zeitraum der Ungewissheit über den Systemzustand verringert und die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls innerhalb von τ herabgesetzt /10, 11/. Charakteristisch für die betrachteten Ausfälle ist, daß diese keine Systematik erkennen lassen, nicht vorhersehbar sind und keinen vorbeugenden Maßnahmen unterliegen.

Aus sicherheitstechnischer Sicht wird die Zuverlässigkeit sowohl durch den Zustand des Sicherheitssystems als auch durch den Prozeßzustand beeinflusst, wobei beide voneinander unabhängig sind. Ein Gefährdungszustand tritt dann ein, wenn ein Systemzustand vorliegt, der das Sicherheitssystem fordert (Prozeßparameter überschreitet einen Grenzwert) und gleichzeitig das Sicherheitssystem versagt. Daraus lassen sich folgende 4 Zustände ableiten:

1. Der Prozeßparameter überschreitet den Grenzwert nicht und die Periode endet zum Zeitpunkt τ mit einer Inspektion des Sicherheitssystems.
2. Der Prozeßparameter erreicht den Grenzwert vor dem Zeitpunkt τ , wodurch das Sicherheitssystem aktiviert wird und entsprechende Maßnahmen eingeleitet werden.
3. Das Sicherheitssystem zur Überwachung des Grenzwertes fällt vor dem Zeitpunkt τ aus und die Prozeßgröße überschreitet den Grenzwert nicht. Die Periode endet mit einer Inspektion, wobei der Ausfall bemerkt und behoben wird.
4. Das Sicherheitssystem zur Überwachung des Grenzwertes fällt vor dem Zeitpunkt τ aus. Die Prozeßgröße überschreitet den Grenzwert und es kommt in diesem Fall zum Eintritt eines Gefährdungszustandes bzw. -ereignisses.

Als geeignete Kenngröße zur Beschreibung der Funktionserfüllung des Sicherheitssystems wird die Gefährdungswahrscheinlichkeit Q_s definiert /3/:

$$Q_s = f(\lambda_p, \lambda_s, \tau) \quad (6.2)$$

Q_s ist die Wahrscheinlichkeit dafür, daß sich das System zum Zeitpunkt τ in einem Gefährdungszustand befindet bzw. daß bis zum Zeitpunkt τ ein Gefährdungsereignis eingetreten ist (d.h. Versagen der Pipeline durch interne Überbeanspruchung). Die Reihenfolge der sicherheitsbedeutsamen Zustände hat einen maßgeblichen Einfluß auf den Prozeßverlauf und ist bei der Bestimmung der Kenngröße Q_s zu berücksichtigen.

Weitere Parameter zur Bestimmung von Q_s ist die Forderungsrate (λ_p) und die Ausfallrate des Sicherheitssystems (λ_s), für die eine zeitliche Konstanz vereinbart wird. Dies ermöglicht die Anwendung der homogenen Markow-Prozesse für die Systemzustandsmodellierung /19/.

6.3.2 Modellierung des Sicherheitssystems für Pipelineanlagen

Die prinzipielle Vorgehensweise zur Ermittlung der Kenngröße Q_s besteht aus folgenden Schwerpunkten /1, 4/:

1. Ableitung der zuverlässigkeitslogischen Struktur des Sicherheitssystems
2. Aufstellung des Zustandsgraphen (nach der Theorie der Markow-Prozesse)
3. Aufstellung des Differenzialgleichungssystems
4. Ermittlung der instationären Zustandswahrscheinlichkeit Q_s für den Eintritt einer definierten Gefährdung

Grundlage ist die in Abschnitt 6.2.2 abgeleitete zuverlässigkeitslogische Struktur des Sicherheitssystems. Daraus ergibt sich folgender Zustandsgraph:

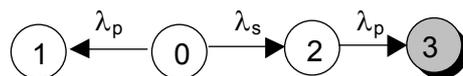


Abbildung 6.6: Zustandsgraph zur Ermittlung der Kenngröße Q_s

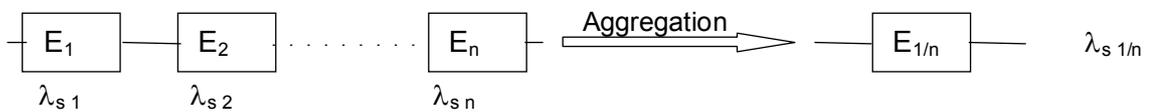
Die konstanten Übergangsfunktionen und Zustände sind dabei prinzipiell wie folgt definiert:

- λ_p - Forderungsrate; gibt an, wie oft je Zeiteinheit das Sicherheitssystem aktiviert wird.
- λ_s - Ausfallrate des Sicherheitssystems

- Zustand 0: Sicherheitssystem im Intaktzustand
 Zustand 1: Abweichungen vom Normalbetrieb, Sicherheitssystem wird aktiviert und entsprechende Maßnahmen werden eingeleitet
 Zustand 2: Sicherheitssystem ausgefallen, keine Abweichung vom Normalbetrieb
 Zustand 3: Abweichung vom Normalbetrieb, Sicherheitssystem kann nicht aktiviert werden, so daß eine definierte Gefährdung eintritt

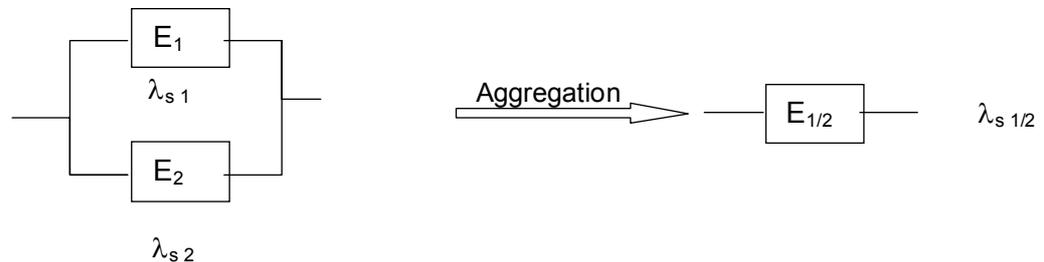
Neben der Lösung des sich daraus ergebenden Systems von Differenzialgleichungen sind für die Ermittlung der Kenngröße Q_s in /1/ und /11/ Lösungsvarianten ermittelt worden, mit denen für definiert strukturierte Systeme exakte Lösungen möglich sind. Voraussetzung dafür ist die Zurückführung der vorliegenden Struktur durch Aggregation auf die entsprechende Grundstruktur.

1.)



$$\lambda_{s1/n} = \sum_{i=1}^n \lambda_{s i} \quad (6.3)$$

2.)



$$\lambda_{s1/2}(t) = \frac{\lambda_{s1} e^{-\lambda_{s1}t} + \lambda_{s2} e^{-\lambda_{s2}t} - (\lambda_{s1} + \lambda_{s2}) e^{-(\lambda_{s1} + \lambda_{s2})t}}{e^{-\lambda_{s1}t} + e^{-\lambda_{s2}t} - e^{-(\lambda_{s1} + \lambda_{s2})t}} \quad (6.4)$$

Wegen Forderung nach einer zeitunabhängigen Ausfallrate im Intervall 0 bis τ wird eine Approximation für $\lambda_{s1/2}(t)$ mit Hilfe des Mittelwertsatzes der Integralrechnung im Intervall von 0 bis τ vorgenommen.

$$\lambda_{s1/2} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} \lambda_{s1/2}(t) dt \quad (6.5)$$

Die Zulässigkeit dieser Methode im Rahmen des vorgesehenen Modellansatzes wurde in /1/ nachgewiesen.

Die Kenngröße Q_s berechnet sich allgemein mit:

$$Q_s = \int_0^{\tau} [R_s(t) - 1] dR_p(t) \quad (6.6)$$

bzw. für den hier betrachteten Fall:

$$Q_s = 1 - e^{-\lambda_p \tau} - \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \lambda_s} \cdot (1 - e^{-(\lambda_p + \lambda_s) \tau}) \quad (6.7)$$

Die Untersuchung der Kenngröße Q_s ermöglicht es, den Einfluß der Forderungsrate des Sicherheitssystems und der Inspektionsstrategie zu bewerten.

6.3.3 Allgemeine Beziehung zwischen der Forderungsrate λ_p und des Inspektionsintervalles τ

Im folgenden wird auf Grundlage der Kenngröße Q_s der Einfluß der Forderungsrate λ_p analysiert. Des weiteren wird untersucht, inwieweit durch Redundanztechnik eine Verlängerung des Inspektionsintervalls erreicht werden kann, um die gleiche Systemzuverlässigkeit zu erreichen.

Grundsätzlich ist das Sicherheitssystem so zu gestalten, daß die Forderungsraten gering bleiben, d.h. Grenzwertüberschreitungen so wenig wie möglich stattfinden, weil damit die Sicherheit der Pipelineanlage erhöht wird. Jede Aktivierung des Sicherheitssystems kann jedoch prinzipiell als eine Funktionsprüfung betrachtet werden, bei der festgestellt werden kann, ob die Sicherheitsfunktion realisiert wird oder nicht. Daraus folgt, daß sich mit zunehmender Forderungsrate die Kenngröße Q_s tendenziell verkleinert und sich damit die Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems erhöht. Dieser prinzipielle Zusammenhang kommt jedoch erst ab genügend großen Inspektionsintervallen zum Tragen. Um diesen Sachverhalt zu verdeutlichen, wurden die Kenngrößen $Q_s = f(\tau)$ für das Sicherheitssystem von Pipelineanlagen ermittelt, wobei unterschiedliche Forderungsraten angenommen wurden:

Fall 1: $\lambda_{p1} = 1,0 \text{ 1/a}$

Fall 2: $\lambda_{p2} = 0,5 \text{ 1/a}$

Bildet man die Differenz von Q_s beider Fälle ($\Delta Q_s(\tau) = Q_{s1}(\tau) - Q_{s2}(\tau)$), so erhält man eine Aussage darüber, wie sich durch die unterschiedlichen Forderungsraten die Zuverlässigkeit des Systems ändert.

In folgender Abbildung ist der Verlauf $\Delta Q_s = f(\tau)$ mit $\lambda_s = 0,5 \text{ 1/a}$ dargestellt. Dabei kennzeichnet der Schnittpunkt des Graphen mit $\Delta Q_s = 0$ das Inspektionsintervall, ab dem bei der größeren Forderungsrate ein Zuverlässigkeitgewinn zu erwarten ist.

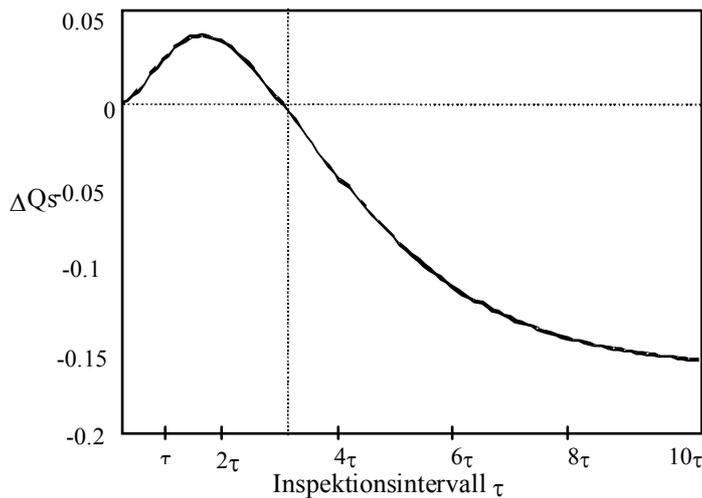


Abbildung 6.7: $\Delta Q_s = f(\tau)$ für Systeme unterschiedlicher Forderungsraten ($\lambda_s = 0,5 \text{ 1/a}$)

An diesem Beispiel tritt der Effekt des Zuverlässigkeitsgewinns infolgedessen, daß das Sicherheitssystem öfters gefordert wird, erst ab einem Inspektionszyklus von etwa 3τ auf, weil danach ein deutliches Absinken der Kenngröße Q_s zu erkennen ist.

Größere Forderungsraten verursachen keinen Zuverlässigkeitsgewinn, wenn die Inspektionsintervalle von vornherein klein gewählt werden. Es ist deshalb anzustreben, das Inspektionsintervall unter Einbeziehung der Forderungsrate festzulegen. Dabei gilt folgende Regel:

Bei Systemen mit hohen Forderungsraten kann tendenziell der Zeitraum zwischen zwei Prüfungen verlängert werden, ohne damit einen erheblichen Zuverlässigkeitsverlust zu verursachen. Werden Sicherheitssysteme selten gefordert, kann die Prüffristverlängerung nicht ohne erheblichen Zuverlässigkeitsverlust erfolgen.

Bei den Elementen des Sicherheitssystems, die parallel als Betriebs- und Überwachungseinrichtungen verwendet werden, kann grundsätzlich von einer relativ hohen Forderungsrate ausgegangen werden, da diese Elemente nicht nur bei kritischen Systemzuständen aktiviert werden. Lediglich die sicherheitsrelevanten Systeme, die von den Betriebssystemen getrennt sind, haben typischerweise geringe Forderungsraten, was bei der Festlegung der Inspektionsstrategie zu berücksichtigen ist.

Der Einfluß des Zeitraumes zwischen zwei Inspektionen auf die Zuverlässigkeit ist dagegen von Eindeutigkeit geprägt. Eine Vergrößerung der Inspektionsintervalle hat bei konstanter Forderungsrate grundsätzlich eine Vergrößerung von Q_s und damit eine Verringerung der Zuverlässigkeit zur Folge, d.h. es besteht die Möglichkeit, durch Verkürzung des Inspektionsintervalles die Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems zu erhöhen.

Bedeutsam für den Betreiber von Pipelineanlagen ist, in welchem Maße durch die redundante Ausführung der lokalen Sicherheitssysteme die Verlängerung der Inspektionszyklen bei gleichem Zuverlässigkeitsniveau möglich ist. Diese Frage kann auf der Grundlage der erarbeiteten Modellansätze beantwortet werden, wenn dafür die konkreten Werte für die Forderungsrate und die Ausfallrate der Systemelemente bekannt sind. In Abbildung 6.8 ist beispielhaft der Verlauf von $Q_s(\tau)$ für das Sicherheitssystem in einfacher und redundanter Ausführung der lokalen Sicherheitssysteme dargestellt.

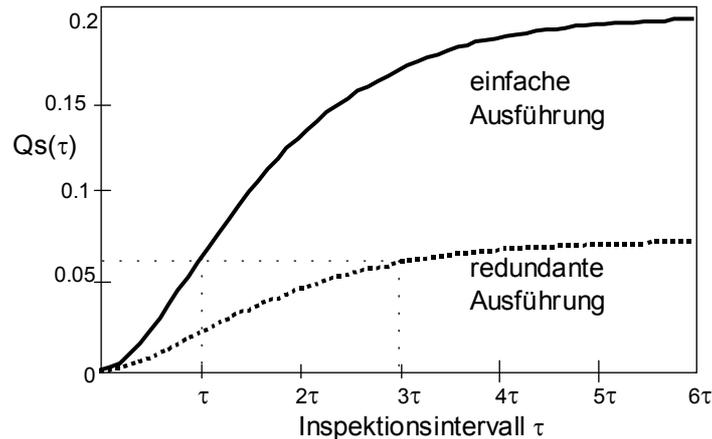


Abbildung 6.8: Verlauf von $Q_s(\tau)$ für das Sicherheitssystem in redundanter und einfacher Ausführung ($\lambda_p = 1,0 \text{ 1/a}$, $\lambda_s = 0,5 \text{ 1/a}$)

In diesem Fall kann bei gleicher Zuverlässigkeit durch die redundante Ausführung der Zeitraum zwischen zwei Inspektionen um etwa das 3-fache verlängert werden. Eine Entscheidung darüber, ob die Redundanztechnik oder die Verkürzung der Inspektionsintervalle zur Anwendung kommen soll, muß letztendlich unter Einbeziehung betriebswirtschaftlicher Gesichtspunkte erfolgen.

6.4 Spezifische Zuverlässigkeitsuntersuchungen an Sicherheitssystemen gegen unzulässige Druckstöße

In der Praxis stehen zur Realisierung einer Sicherheitsfunktion meist verschiedene Lösungen zur Verfügung. Im Ergebnis einer Untersuchung zur Systemzuverlässigkeit kann anhand der ermittelten Kenngröße Q_s eine Entscheidung darüber getroffen werden, welches aus zuverlässigkeitstechnischen Aspekten die optimale Systemvariante darstellt und damit zu favorisieren wäre.

Die Systeme zur Vermeidung unzulässiger Druckstoßbeanspruchungen sind bei Pipelineanlagen bedeutsame Sicherheitseinrichtungen. Im folgenden wird die Vorgehensweise zur konkreten Zuverlässigkeitsbewertung für diese Sicherheitssysteme abgeleitet. Dazu werden auf Basis der Kenngröße Q_s Untersuchungen zum Einfluß konkreter Maßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit durchgeführt.

Es wird vorausgesetzt, daß die betrachtete Pipeline gegen Überbeanspruchungen durch Druckstöße, hervorgerufen durch das schnelle Schließen der Trassenarmaturen, mittels einer Kombination zweier Sicherheitseinrichtungen abgesichert ist. Ein lokales System regelt den Schließvorgang der Trassenarmatur auf Basis des Differenzdruckes (differenzdruckabhängige Schiebersteuerung), die zweite Sicherheitseinrichtung schaltet die Pumpe in der Pumpstation ab, sobald der Schieber die geöffnete Position verläßt (Endlagenüberwachung mit Pumpenabschaltung). Diese Kombination von Sicherungsmaßnahmen wird in der Praxis häufig realisiert.

In folgender Abbildung ist das Funktionsschema vereinfacht dargestellt:

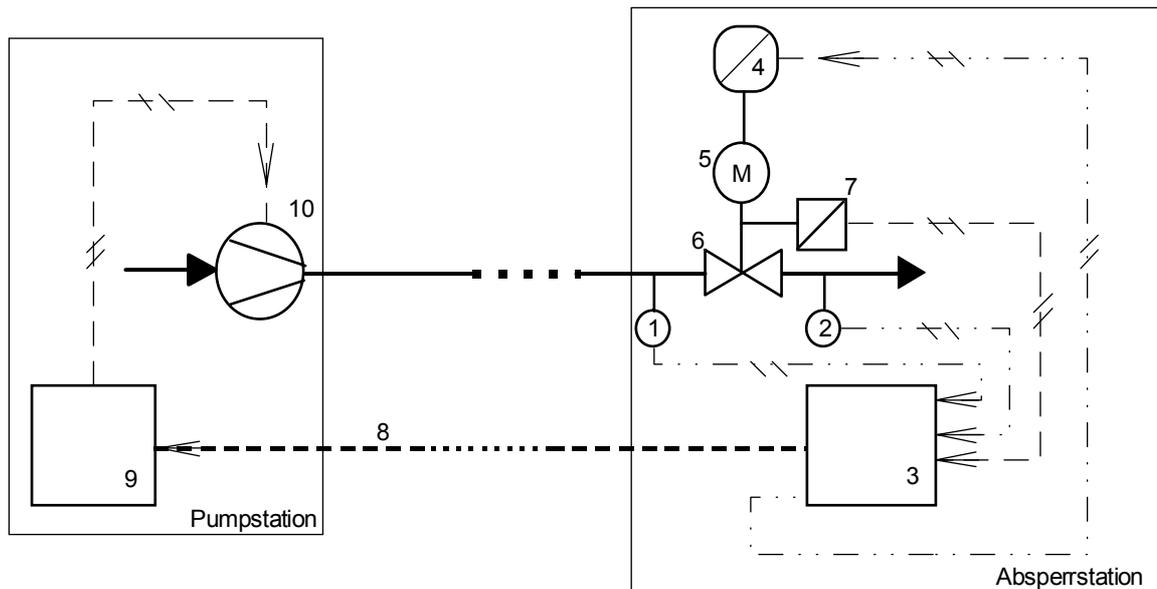


Abbildung 6.9: Funktionsschema der Sicherheitssysteme zur Druckstoßabsicherung

1, 2	-	Drucktransmitter	6	-	Absperrschieber
3	-	lokales Steuerungssystem der Absperrstation	7	-	Endlagenüberwachung
4	-	Motorsteuerung	8	-	Datenfernübertragungssystem
5	-	Schieberantrieb	9	-	zentrales Steuerungssystem (Relaisstation oder SPS)
			10	-	Förderpumpe

Funktionsweise:

Der Anforderungsfall ist das erforderliche Schließen der Absperrarmatur (Abfahren, Leckagefall). Die Drucktransmitter (1, 2) messen den Druck vor und nach der Armatur und übertragen die Meßwerte zur lokalen Stationssteuerung (3), welche die ermittelte Druckdifferenz mit einem Grenzwert vergleicht. Bei einer zu hohen Druckdifferenz wird ein Signal an die Motorsteuerung (4) zur Umsteuerung des Schieberantriebes (5) gegeben. Der Schieberschluß wird gestoppt bzw. ggf. umgekehrt, so daß ein unzulässiger Druckstoß verhindert wird.

Sobald die Trassenarmatur seine „Offen“-Stellung verläßt, wird dies von der Endlagenüberwachung (7) erfaßt. Das lokale Steuerungssystem der Armaturenstation erhält dieses Signal und überträgt es über das Fernübertragungssystem an die zentrale Steuerung (9). Von dort wird ein Abschaltbefehl für die Förderpumpen (10) ausgelöst. Auf Grund der dadurch entstehenden Entlastungswelle wird der zulässige Überdruck der Leitung nicht überschritten.

Die beiden Sicherungsmaßnahmen wirken diversitär redundant, wobei die Forderungsraten (λ_p) der Systeme identisch sind. Die Steuerung der Trassenstation ist für die Funktion beider Systeme notwendig.

Daraus folgt das in Abbildung 6.10 angegebene zuverlässigkeitslogische Schema des Sicherheitssystems, wobei die in Reihe geschalteten Komponenten zu einem Element zusammengefaßt werden:

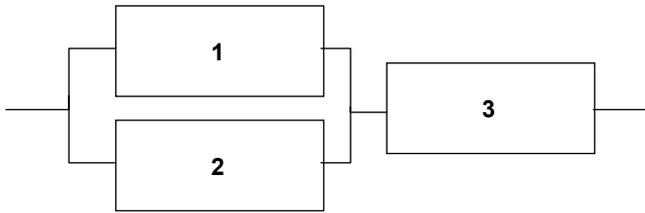


Abbildung 6.10: Zuverlässigkeitslogisches Schema des Sicherheitssystems zur Druckstoßabsicherung

- Element 1: Reihenschaltung aus Drucktransmittern (1, 2) Motor (5) und Motorsteuerung (4)
 Element 2: Reihenschaltung aus Endlagenüberwachung (7), Datenfernübertragungssystem (8) und
 zentralem Steuerungssystem (9)
 Element 3: lokale Stationssteuerung (3)

Für die Struktur des Sicherheitssystems zur Druckstoßabsicherung ergibt sich folgender Zustandsgraph zur Bestimmung der Kenngröße Q_s :

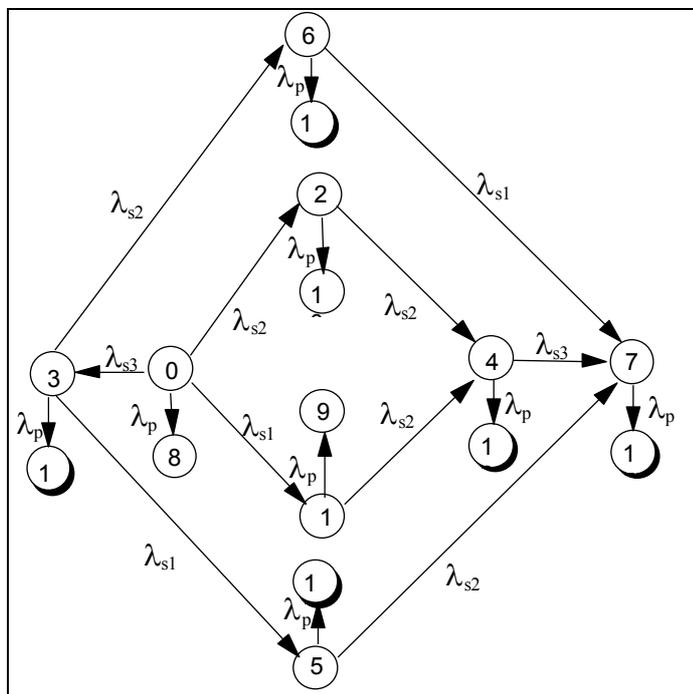


Abbildung 6.11: Zustandsgraph für das betrachtete Sicherheitssystem

Das daraus abgeleitete Differentialgleichungssystem zur Ermittlung der Kenngröße Q_s ist in Anlage 7 aufgeführt.

Die Kenngröße Q_s ermittelt sich durch Summierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Zustände 11-15:

$$Q_s = P(N_{\tau=11}) + P(N_{\tau=12}) + P(N_{\tau=13}) + P(N_{\tau=14}) + P(N_{\tau=15}) \quad (6.8)$$

Tabelle 6.1: Zustandsbeschreibung des Sicherheitssystems	
Zustand	Charakteristik
0	Intaktzustand des Sicherheitssystems
1 – 3	Ausfallzustände jeweils einzelner Elemente des Sicherheitssystems
4 – 7	Ausfallzustände mehrerer Elemente des Sicherheitssystems
8 – 10	Auslösung sicherheitsrelevanter Eingriffe durch Ansprechen des jeweils intakten Sicherheitssystems zur Druckstoßbegrenzung
11 – 15	Sicherheitskritische Zustände: Ausfall der Sicherheitssysteme zur Druckstoßbegrenzung bei Aktivierung des Absperrschiebers – Auftreten eines unzulässigen Druckstoßes

Durch Lösung des Differentialgleichungssystems erhält man den Wert der Kenngröße Q_s . Nutzt man dagegen die in /1/ ermittelte allgemeine Lösung (Gleichung 6.6), so ergibt sich für das konkrete Sicherheitssystem unter Berücksichtigung, daß sich $R_s(t)$ aus den Überlebenswahrscheinlichkeiten der Elemente r_i wie folgt berechnen läßt:

$$R_s(t) = [r_1(t) + r_2(t) - r_1(t) \cdot r_2(t)] \cdot r_3(t) \quad (6.9)$$

die Lösung für die Kenngröße Q_s :

$$Q_s = \int_0^T \left[\left(e^{-\lambda_{s1}t} + e^{-\lambda_{s2}t} - e^{-(\lambda_{s1} + \lambda_{s2})t} \right) \cdot e^{-\lambda_{s3}t} - 1 \right] \cdot (-\lambda_p \cdot e^{-\lambda_p t}) dt \quad (6.10)$$

Die für dieses Beispiel verwendeten Werte für Ausfallraten der Elemente λ_{si} und die Forderungsrate λ_p des Sicherheitssystems zur Druckstoßabsicherung der Pipelineanlage resultieren sowohl aus Literaturrecherchen /124-128/ als auch aus Betriebsaufzeichnungen sowie Erfahrungswerten einer seit mehr als 20 Jahren betriebenen Rohölpipeline. Für die geführten Untersuchungen ist die Genauigkeit der Zuverlässigkeitsdaten als ausreichend anzusehen, da maßgeblich ein Vergleich verschiedener Varianten vorgenommen werden soll. Für andere sicherheitstechnische Systeme ist es erforderlich, weitere statistische Erhebungen an in Betrieb befindlichen modernen Pipelineanlagen vorzunehmen, um genauere Aussagen über das Ausfallverhalten der Sicherheitseinrichtungen unter den jeweiligen Betriebsbedingungen zu erhalten.

Tabelle 6.2: Ausfallraten der Elemente der Sicherheitseinrichtung	
Element der Sicherheitseinrichtung	Ausfallrate λ_s [1/a]
1. Drucktransmitter	0,2
2. Motorsteuerung	0,1
3. Endlagenüberwachung	0,07
4. Datenfernübertragungssystem/ Fernwirkeinrichtung	0,05
5. zentrales Steuerungssystem	0,01
6. lokale Stationsteuerung	0,01

Entsprechend dem zuverlässigkeitslogischen Schema werden die Ausfallraten der einzelnen Elemente zusammengefaßt, so daß die in Reihe geschalteten Einrichtungen als ein Sicherheitselement erfaßt werden:

Element 1:	$\lambda_{s1} = \lambda_s \text{ Drucktransmitter1} + \lambda_s \text{ Drucktransmitter2} + \lambda_s \text{ Motorsteuerung} =$	0,5 1/a
Element 2:	$\lambda_{s2} = \lambda_s \text{ Endlagenüberwachung} + \lambda_s \text{ DFÜ/FW} + \lambda_s \text{ zentrales Steuerungssystem} =$	0,13 1/a
Element 3:	$\lambda_{s3} = \lambda_s \text{ lokale Stationssteuerung} =$	0,01 1/a

Die Forderungsrate des Prozesses λ_p ist ein Maß für die Häufigkeit der Aktivierung des Sicherheitssystems auf Grund eines erforderlichen Schließens einer Trassenarmatur innerhalb eines Inspektionsintervalls. Sie resultiert aus der Betriebsweise und dem Betriebsverhalten der Pipelineanlage und wird durch eine Analyse der Betriebsdaten oder durch Prozeßbeobachtungen ermittelt. Die Forderungsrate ist anlagenspezifisch und muß für jede zu betrachtende Anlage und in Abhängigkeit der Sicherheitsstruktur separat ermittelt werden. Die Auswertung von Betriebsdaten einer Pipelineanlage ergab für den betrachteten Fall eine Forderungsrate von 0,8 1/a.

Zur Festlegung des Inspektionsintervalls ist zu berücksichtigen, daß eine Inspektion im Sinne des Modellansatzes eine Funktionsprüfung der gesamten Sicherheitskette des betrachteten Sicherheitssystems beinhaltet. Praktisch ist es möglich, die Reaktion der einzelnen Elemente mit Hilfe von Simulationssignalen zu prüfen. In einigen Fällen ist es dennoch erforderlich, die Pipelineanlage abzufahren, um die Funktion der Sicherheitselemente nachzuweisen /16, 17, 156/.

Neben den festgeschriebenen Mindestprüffristen hängen die tatsächlichen Inspektionsintervalle von betriebsinternen Festlegungen oder ggf. behördlichen Forderungen ab. Für das zu untersuchende Sicherheitssystem ist ein Prüfintervall von $\tau = 1$ a üblich. Insbesondere bei den sicherheitsrelevanten Steuerungseinheiten (Stationssteuerungen bzw. globale Steuerungseinheit) werden in der Praxis immer öfter selbstüberwachende Systeme verwendet, bei denen ein Ausfall durch Selbsttest oder durch Überwachungseinheiten ("watch dogs") erkannt und die Funktion durch redundant geschaltete Systeme automatisch übernommen wird. Bei derartigen Systemen strebt das Inspektionsintervall praktisch gegen Null, so daß die Wahrscheinlichkeit eines unerkannten Ausfalles so gering ist, daß sie bei der Zuverlässigkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt werden muß.

In folgender Tabelle sind die Werte für Q_s für die verschiedenen untersuchten Varianten aufgeführt.

Tabelle 6.3: Werte für Q_s	
Systemgestaltung	Kenngröße Q_s
Einfaches System	0,010074
Redundante Drucktransmitter	0,005242
Redundante Motorsteuerung	0,008867
Redundante lokale und globale Steuerungen	0,00719
Verkürzung von τ auf 0.5 a	0,0022
Komplett redundantes System	$9,7889 \cdot 10^{-5}$

Die Ergebnisse lassen erkennen, daß die redundante Ausführung der Drucktransmitter als die Elemente mit der höchsten Ausfallrate zu einem sehr hohen Zuverlässigkeitsgewinn führt und nur die redundante Ausführung des gesamten Sicherheitssystems (alle Einzelemente) einen noch höheren Zuverlässigkeitsgewinn verursacht. Gleichzeitig ist zu erkennen, daß gegenüber der Erhöhung der Veränderung der Systemstruktur auch die Verkürzung des Inspektionsintervalls eine gleichwertige Möglichkeit zur Zuverlässigkeitserhöhung ist.

Eine Entscheidung darüber, ob und durch welche Maßnahmen eine Erhöhung der Systemzuverlässigkeit erforderlich ist, kann entweder direkt von der Kenngröße Q_s (dazu müsste jedoch ein Grenzwert für Q_s vorgegeben sein) oder aber unter Berücksichtigung der Kosten im Verhältnis zum Zuverlässigkeitsgewinn (ΔQ_s) abgeleitet werden. Dafür ist eine Kennzahl für die Effektivität der Maßnahmen zu definieren, die sich aus dem Kostenanteil der Maßnahme und der mit dieser Maßnahme verbundenen Änderung von Q_s ergibt:

$$\text{Effektivitätskennzahl} = \Delta Q_s / \text{spezifischer Kostenanteil} \quad (6.11)$$

Je höher diese Kennzahl ist, desto höher ist auch die ökonomische Effektivität der jeweiligen Maßnahme. Erste Untersuchungen zu den Investitions- und Betriebskosten sicherheitstechnischer Einrichtungen von Pipelineanlagen wurden in /193/ durchgeführt.

6.5 Zusammenfassende Ergebnisse der Zuverlässigkeitsuntersuchungen

Mit der strukturellen Gestaltung und der betrieblichen Überwachung der dynamischen Sicherheitssysteme besteht ein hohes Potential, die Wahrscheinlichkeit eines Schadensereignisses durch Versagen der Sicherheitseinrichtungen zu minimieren. Das Modell und die Vorgehensweise zur zuverlässigkeitsanalytischen Bewertung der Sicherheitseinrichtungen von Pipelineanlagen unter der Berücksichtigung deren besonderen Struktur ermöglichen es, gezielt Ansatzpunkte für die Erhöhung der Systemsicherheit zu ermitteln. Des weiteren kann im Gegensatz zu anderen zuverlässigkeitsanalytischen Methoden der Einfluss der Inspektionsstrategie bewertet werden. Aus der Analyse des Einflusses systemstruktureller und betrieblicher Maßnahmen konnten allgemeingültige Grundsätze für die Gestaltung des Sicherheitssystems von Pipelineanlagen abgeleitet werden:

1. Da die Gewährleistung bzw. die Erhöhung der Zuverlässigkeit der Sicherheitssysteme sowohl in der Planungsphase durch Einsatz zuverlässiger Systemelemente bzw. durch redundante Systemausführungen als auch in der Betriebsphase durch eine entsprechende Inspektionsstrategie erfolgen kann, muß die geeignete Vorgehensweise unter Einbeziehung ökonomischer Randbedingungen im Rahmen einer optimierenden Betrachtung erfolgen. Es konnte jedoch festgestellt werden, daß tendenziell bei langen Pipelineanlagen die Redundanz (insbes. redundante Ausführung der lokalen Sicherheitssysteme) bevorzugt werden sollte, da zum einen der Effekt bei einer Erhöhung des Redundanzgrades bei Systemen mit steigender Elementezahl zunimmt und zum anderen der Aufwand für die erforderlichen Funktionsprüfungen steigt.
2. Ein Redundanzgrad größer 2 wird nur in Ausnahmefällen erforderlich sein, insbesondere wenn eine weitere Verlängerung der Inspektionszyklen angestrebt wird.
3. Eine optimale Inspektionsstrategie kann nur dann festgelegt werden, wenn die Forderungsrate des Sicherheitssystems berücksichtigt wird. Tendenziell kann eine Verlängerung des Inspektionsintervalls bei Systemen mit höheren Forderungsraten erfolgen. Die Forderungsrate ist von der jeweiligen Sicherheitsfunktion und dem Betriebs- und Sicherheitskonzept abhängig. Übernehmen einzelne Elemente des Sicherheitssystems (Sensoren, Aktoren) auch betriebliche Funktionen, erhöht sich damit die Forderungsrate dieser Elemente, womit die Inspektionszyklen für diese Elemente verlängert werden können. Die Forderungsrate muß ggf. im Verlaufe des Betriebes ermittelt werden. Aus diesem Grund stellt die Festlegung der optimalen Inspektionsstrategie einen Iterationsprozeß dar.

Grundsätzlich ist die vorgestellte Methodik auch für den Nachweis der Einhaltung von ggf. normativ festgelegten Grenzwerten für die Systemverfügbarkeit der sicherheitstechnischen

Einrichtungen geeignet. Voraussetzung dafür sind jedoch gesicherte Daten über die Ausfall- und Forderungsraten der einzelnen Systemelemente. Diese können jedoch nicht pauschal aus der Literatur entnommen werden, da die Datenakzeptanz wegen der jeweils verschiedensten Einsatz- und Beanspruchungsbedingungen nicht mehr gegeben ist. Erforderlich wäre eine anlagendifferenzierte Datenermittlung über eine genügend lange Betriebszeit. Es besteht jedoch die Gefahr, daß bei einer rein quantitativen Nachweisführung ein formaler Abbruch der weiterführenden sicherheitstechnischen Untersuchungen bei Erreichen eines fiktiven Grenzwertes erfolgt, was im Widerspruch zur bewährten und gesellschaftlich geforderten Vorgehensweise bei den Sicherheitsuntersuchungen potentiell gefährlicher Anlagen steht. Des weiteren ist die Aussagefähigkeit solcher rein quantitativer Zuverlässigkeitswerte ohne die Berücksichtigung weiterer anlagen- und umgebungsspezifischer Bedingungen sehr gering. Geeignet ist die quantitative Methodik für vergleichende Untersuchungen bei der Bewertung des Einflusses der Systemstruktur, alternativer Sicherheitssysteme sowie differenzierter zuverlässigkeitserhöhender Maßnahmen.

7. Entwicklung einer Datenkonzeption

7.1 Vorgehensweise und allgemeine Datenstrukturierung

Für die Lösung der Aufgabenstellungen bei der Projektierung und dem Betrieb von Fernleitungsanlagen sowie für die Durchführung der Risiko- und Zuverlässigkeitsanalyse sind ausreichende Informationen über die anlagen- und umgebungsspezifischen Bedingungen erforderlich. Viele dieser Informationen können durch die Erfassung und Auswertung von Daten gewonnen werden, die in den einzelnen Lebensphasen einer Pipelineanlage anfallen bzw. ermittelt werden müssen. Die Ergebnisse der sicherheitstechnischen Analysen und die Gestaltung von Fernleitungsanlagen hängt erheblich von der Qualität und der Vollständigkeit der Informationen ab. Der Entwurf einer angepaßten Datenstruktur sowie die Entwicklung einer Konzeption zur Datenerfassung sind damit grundlegende Voraussetzungen zur Lösung der im Rahmen dieser Arbeit gestellten Aufgaben und vervollständigen so die gefundenen Untersuchungsergebnisse. So eröffnet die Durchführung der Zuverlässigkeitsanalyse unter Verwendung konkreter anlagenspezifischer Zuverlässigkeitskenngrößen die Möglichkeit, während des Betriebes der Anlage das Sicherheitsniveau zu erhalten und zu erhöhen, da evtl. vorhandene Schwachstellen in den Sicherheitssystemen ermittelt und beseitigt werden können. Des weiteren ist eine Optimierung der Inspektionsstrategie möglich.

Derzeit werden bei Pipelineanlagen in der Planungsphase vorwiegend Daten und Informationen für die Anlagenauslegung und für durchzuführende Genehmigungs- und Erlaubnisverfahren sowie in der Betriebsphase Daten zum Anlagezustand im Rahmen von Betriebsaufzeichnungen und Inspektionsprotokollen ermittelt. Die Ergebnisse der Datenauswertung münden insbesondere in die Nachweisführung der Betriebssicherheit (gegenüber Behörden und Dritten) sowie Festlegung von Reparatur- und Wartungsschwerpunkten.

In Abhängigkeit der Informationsquelle und des zu untersuchenden Sachverhaltes können grundsätzlich folgende **Datenarten** unterschieden werden:

- ⇒ Betriebsdaten
- ⇒ Umgebungsdaten
- ⇒ Anlagenspezifikationen
- ⇒ Stoffdaten
- ⇒ Inspektionsergebnisse
- ⇒ Ausfälle/Störungsmeldungen

Bei der Datenermittlung stehen differenzierte Informationsquellen und Hilfsmittel zur Verfügung. Die Möglichkeiten der Datenerfassung orientieren sich jedoch daran, ob die Anlage sich in der Projektierungsphase, Betriebsphase oder Inspektionsphase befindet.

Im wesentlichen werden die Daten aus folgenden **Quellen** ermittelt:

- ⇒ Betriebsaufzeichnungen
- ⇒ Trassenbegehungen, -befahrungen, -befliegungen
- ⇒ Anlagendokumentation
- ⇒ Stoffdatenbanken, Stoffdatenblätter, Stoffanalysen /160, 161/
- ⇒ Prüfberichte, Meßergebnisse
- ⇒ Schadensberichte
- ⇒ Spezifische Datenbanken (z.B. Zuverlässigkeitskenngrößen) /124, 125/

Die konkrete Datenstrukturierung muß unter Berücksichtigung der **Aufgabenstellung** erfolgen, da die weitere Verarbeitung der erfaßten Daten davon abhängig ist:

- ⇒ Trassenplanung
- ⇒ Auswahl und Gestaltung der Sicherheitssysteme
- ⇒ Projektierung und Dimensionierung der Pipeline
- ⇒ Planung der Gefahrenabwehr
- ⇒ **Risikoanalyse**
- ⇒ **Zuverlässigkeitsanalyse**
- ⇒ Restlebensdauerermittlung
- ⇒ Festlegung der Inspektions- und Instandsetzungsstrategie

7.2 Datenkonzept zur Risikoanalyse

Voraussetzung für die Durchführung der Risikoanalyse ist, daß die erforderlichen Informationen, insbesondere zur Bewertung der Risikoparameter, zur Verfügung stehen. Dazu ist es notwendig, eine Struktur festzulegen, in der die erfaßten Daten eingeordnet und im weiteren aufgearbeitet werden können. Damit werden Grundlagen für eine rechnergestützte Risikoanalyse geschaffen, mit dem Vorteil, daß sich ändernde Bedingungen (Umgebungsbedingungen, Anlagenzustand) sicherheitstechnisch eingeschätzt werden können und kurzfristig darauf reagiert werden kann.

Bei der Risikoanalyse werden grundsätzlich anlagen- und umgebungsbezogene Daten unterschieden. Dabei sind die System- und Umgebungsdaten zu erfassen, die zur Bewertung der Risikoparameter zur Ermittlung der Leckageeintrittswahrscheinlichkeit und des Schadensausmaßes erforderlich sind. Weiterhin ist zu differenzieren, ob die Risikobewertung in der Planungs- bzw. Projektierungsphase oder bei einer betriebenen Anlage durchgeführt wird. Bei neu projektierten Pipelineanlagen ist davon auszugehen, daß durch die Umsetzung des Standes der Technik in Verbindung mit einer umfassenden Qualitätssicherung bei der Konstruktion, Dimensionierung, Herstellung und Verlegung sowie wegen der fehlenden Betriebsdauer Daten zum Systemzustand (z.B. Fehlstellen, Dimensionierungsfehler, Alterungszustand, Korrosionszustand) weniger relevant sind. Ein einwandfreier Systemzustand wird vorausgesetzt, so daß neben den grundsätzlich einzubeziehenden Systemdaten vor allem die Trassenbedingungen wesentlich sind.

Bei seit längeren betriebenen Pipelinesystemen sind jedoch die anlagenbezogenen Daten einzubeziehen, die den vorwiegend Betriebsdauerabhängigen Systemzustand charakterisieren. Die Datenstruktur für eine Risikobewertung ist in folgender Abbildung zusammengefaßt.

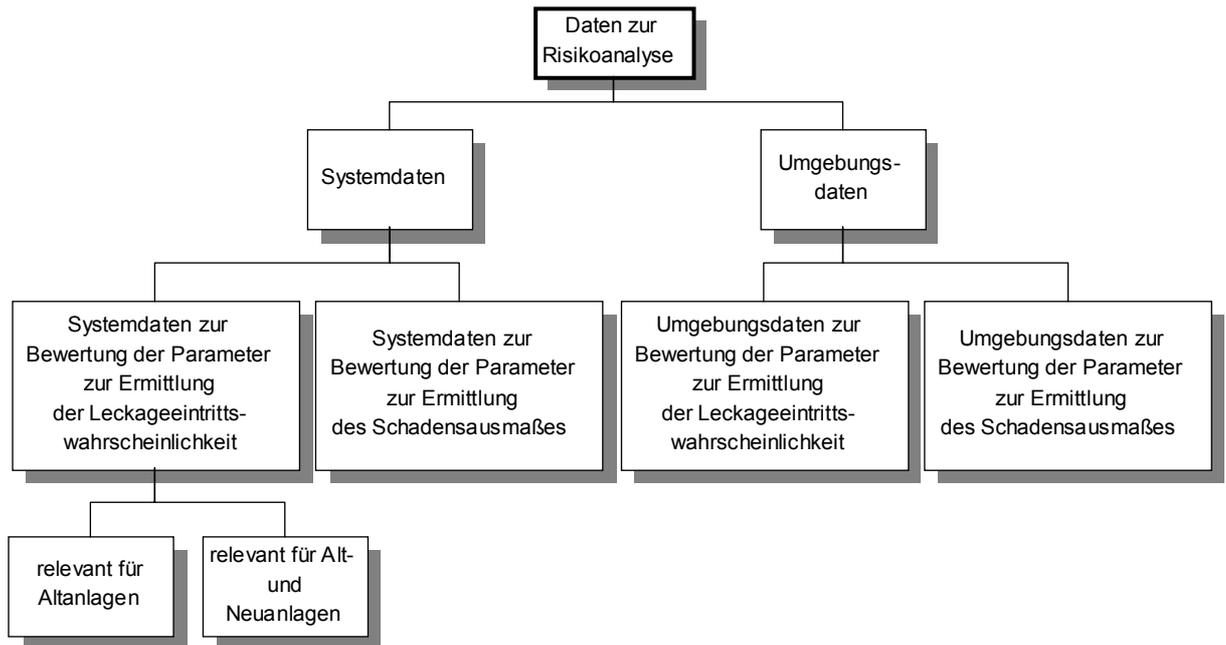


Abbildung 7.1.: Datenstruktur für die Risikoanalyse

Eine Zusammenstellung der wesentlichen Daten, die für die Risikobewertung zu erfassen sind, ist in Anlage 8 enthalten.

Es ist zu berücksichtigen, daß die Risikoanalyse trassenabschnittsbezogen erfolgt, weshalb eine Segmentierung der Anlage vorgenommen wird. Demzufolge müssen die ermittelten bzw. vorliegenden leitungs- und umgebungsbezogenen Daten den festgelegten Pipelineabschnitten zugeordnet werden, mit Ausnahme von den Daten, die für die gesamte Pipeline gelten (z.B. Eigenschaften des Transportstoffes, Werkstoffdaten). Die Dokumentation sollte in geeigneter Form, z.B. anhand einer Tabelle erfolgen:

Tabelle 7.1: Daten für die Bewertung der Risikoparameter zur Bestimmung der Leckagewahrscheinlichkeit (beispielhaft)			
Pipelinesegment	Trassenabschnitt	Trassenabschnitt	
	km 0-15	km 15-20	
Daten			
Umgebungsdaten			
min. Abstand zu Bebauungen	450 m Bauernhof	150 m Wohnsiedlung	
Straßenkreuzungen vorhanden	4 x 2 Landstraßen; geringe Verkehrsfrequenz 2 Bundesstraßen	1 x Bundesautobahn	
Systemdaten			
max. Korrosionsabtrag	< 1 mm unkritisch	max. 3 mm kritisch	
Fehlstellen	vorhanden, aber unkritisch	keine	

In gleicher Art sind die Daten zuzuordnen, die für die Bewertung der Parameter zur Ermittlung des Schadensausmaßes erforderlich sind.

Die Informationen über die Umgebungsbedingungen sind anhand von Kartenmaterial bzw. Trassenplänen zu ermitteln, müssen jedoch durch regelmäßige Trassenbegehungen/ -befahrungen oder -befliegungen bestätigt und ständig aktualisiert werden.

Informationsquellen für die Systemdaten sind Betriebsaufzeichnungen, Anlagendokumente, Konstruktionsunterlagen sowie Ergebnisse durchgeführter Prüfungen (Molchungen, Materialprüfungen, Messungen usw.).

7.3 Datenkonzept zur Zuverlässigkeitsanalyse

Liegen für Untersuchungen zur Zuverlässigkeit sicherheitstechnischer Systeme keine Werte für die Zuverlässigkeitskenngrößen vor, ist es nur möglich, einen Variantenvergleich verschiedener Strukturen unter Verwendung gleichartiger Systemelemente vorzunehmen. Besteht die Aufgabe jedoch darin, die Zuverlässigkeit unterschiedlicher Sicherheitssysteme zu vergleichen oder die Inspektionsstrategie für diese sicherheitstechnischen Systeme zu optimieren, sind Werte für die Zuverlässigkeitskenngrößen erforderlich. Die für die Zuverlässigkeitsanalyse notwendigen Kenngrößen sind im wesentlichen die Ausfallraten der technischen Komponenten λ_{si} , die Forderungsraten der Sicherheitssysteme λ_p sowie die Inspektionsintervalle τ .

Mit Hilfe der Datenkonzeption ist festzulegen, für welche Komponenten des Sicherheitssystems eine Datenerfassung durchzuführen ist und welche Informationen zu erfassen sind. Die Auswertung der erfassten Daten erfolgt unter Anwendung gängiger statistischer Verfahren [129]. Im Ergebnis erhält man die erforderlichen Eingangsdaten für die Durchführung der Zuverlässigkeitsanalyse.

Die Ermittlung und Bereitstellung der Kenngrößen ist eine komplexe Aufgabe. Die notwendigen mathematisch-statistischen und experimentellen Verfahren zur Gewinnung und Auswertung von Primärdaten sind in der Literatur allgemein bzw. für spezifische Anwendungsfälle beschrieben /3, 12, 14, 15/. Untersuchungen zu den Zuverlässigkeitskenngrößen für verschiedene Grundausrüstungen (Pumpen, Armaturen, Meß- und Regeleinrichtungen) wurden u.a. in /124, 125, 127, 128/ zusammenfassend veröffentlicht. Sofern keine Daten aus der Literatur oder elektronischen Datenbanken verfügbar sind, besteht die Notwendigkeit, die Zuverlässigkeitskenngrößen anlagenspezifisch durch Erfassung und Auswertung von Primärdaten zu ermitteln. Die Datenermittlung und -auswertung ist sehr aufwendig und nur mit Hilfe eines geeigneten und an das konkrete Anlagensystem angepaßten Konzeptes durchzuführen.

Die erforderlichen Primärdaten werden durch Beobachten der Ausfälle der Komponenten der Sicherheitssysteme während einer vorgegebenen Betriebsdauer ermittelt. Eine Auswertung kann jedoch erst erfolgen, wenn die Anzahl der Ausfälle vergleichbarer Komponenten unter ähnlichen Betriebsbedingungen ausreichend groß ist. Obwohl die Ausfälle nach Ausfallarten unterschieden werden sollten, ist grundsätzlich ein Totalausfall zugrunde zu legen, was eine konservative Abschätzung für die Ausfallraten ermöglicht. Dabei werden folgende Vereinfachungen vereinbart:

- alle betrachteten vergleichbaren Komponenten weisen dasselbe Ausfallverhalten auf
- die Komponenten werden unmittelbar nach ihrem Ausfall repariert oder ersetzt
- die Ausfallraten sind während des Beobachtungszeitraumes konstant

Es sind folgende Ausfallereignisse zu berücksichtigen:

Primärausfall:

Ausfall der Komponente selbst, bei zulässigen Einsatzbedingungen und erfüllten Schnittstellen

Sekundärausfälle:

Ausfall durch unzulässige Einsatzbedingungen (Umgebungsbedingungen)

Kommandierter Ausfall:

Ausfall bei funktionsfähiger Komponente durch nicht erfüllte Schnittstellen (Medien, Signale, Energie)

In folgender Abbildung ist die grundlegende Vorgehensweise zur Bestimmung der Zuverlässigkeitskennwerte schematisch dargestellt:

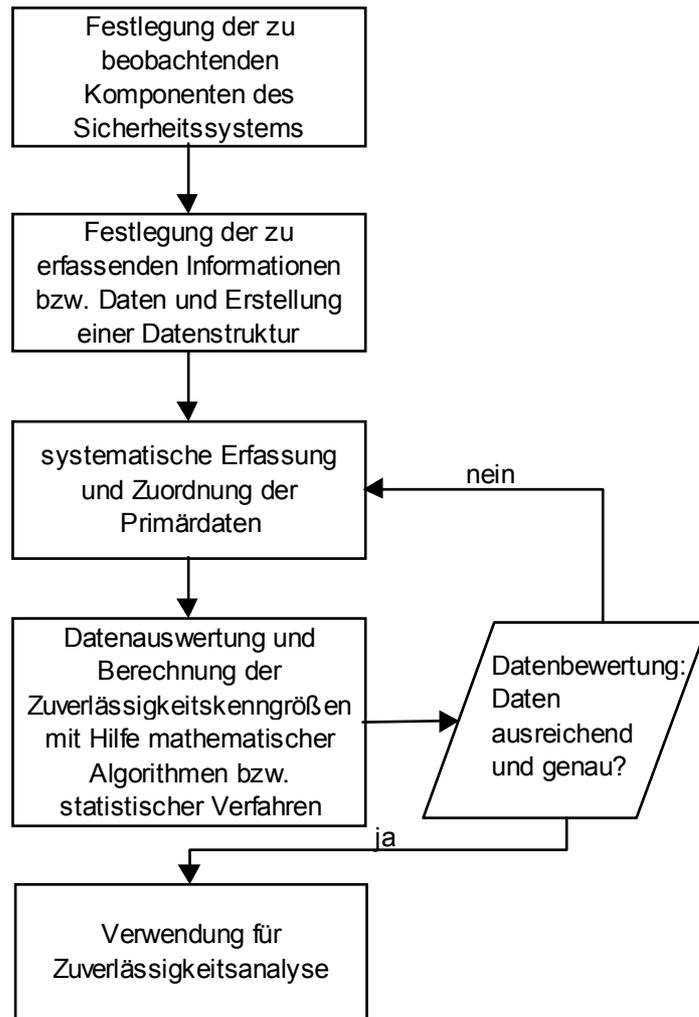


Abbildung 7.2: Ablaufplan zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen

Anhand des Ablaufplanes ist zu erkennen, daß der erste Schritt die Festlegung der technischen Komponenten ist, für die Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt werden müssen. Voraussetzung dafür ist, daß Informationen über Aufbau, Auslegung sowie Betriebs- und Funktionsweise des betrachteten Sicherheitssystems vorliegen.

Für die Ermittlung der Forderungsrate des Sicherheitssystems sind umfangreiche Kenntnisse über die Betriebsweise bzw. Untersuchungen zu Störungsursachen für das gesamte Anlagensystem erforderlich und bedingt unter Umständen auch die Einbeziehung weiterer Anlagenkomponenten in die Primärdatenerfassung (Förderpumpen, Energieversorgung usw.). Die Datenerfassung erfolgt während des laufenden Betriebes der Pipelineanlage bzw. unter Zuhilfenahme von Betriebsaufzeichnungen unter Einbeziehung der Betriebserfahrungen. Bezogen auf die jeweilige Anlagenkomponente sind dabei folgende wesentlichen Daten bzw. Informationen aufzuzeichnen:

- Informationen über Ausfälle von Systemkomponenten zur Ermittlung der Ausfallrate
- Informationen über Inspektionen des Sicherheitssystems und der Komponenten zur Bestimmung der Inspektionsintervalle
- Informationen über Grenzwertüberschreitungen zur Ermittlung der Forderungsrate

In folgender Abbildung ist die Datenstruktur dargestellt:

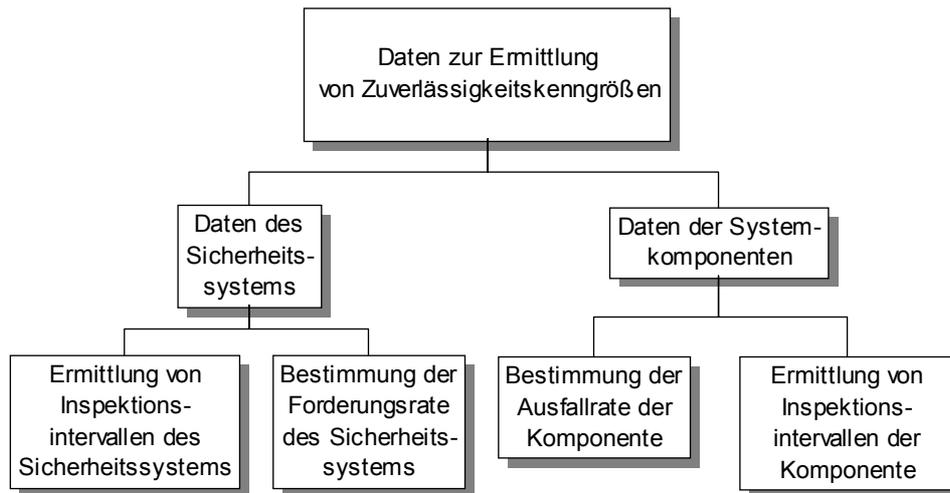


Abbildung 7.3: Datenstruktur zur Zuverlässigkeitsanalyse

Die anfallenden Primärdaten repräsentieren zunächst das Zuverlässigkeitsverhalten des Sicherheitssystems und der Komponenten. Mit Hilfe statistischer Verfahren bzw. mathematischer Algorithmen sind daraus die Zuverlässigkeitskenngrößen zu bestimmen. In der Literatur sind verschiedene Verfahren beschrieben, so daß hier im einzelnen nicht darauf eingegangen wird /12/. In diese Verfahren sind in der Regel Tests integriert, mit denen ermittelt werden kann, ob die Datenbasis für die statistische Auswertung ausreichend ist. Ist dies nicht der Fall, ist die Datenerfassung fortzusetzen.

8. Zusammenfassung

Das Ziel der Arbeit bestand darin, einen Beitrag zur Erkenntnisgewinnung auf dem Gebiet der Sicherheitsgestaltung von Pipelineanlagen auf Basis eines systematischen Analyseprozesses unter besonderer Berücksichtigung umweltrelevanter Kriterien zu leisten. Dazu war es erforderlich, den derzeitigen Stand des Wissens auf dem Gebiet der Pipelintechik zusammenzufassen und kritisch zu bewerten.

Es wurde gezeigt, daß Pipelines im Vergleich zu anderen verfahrenstechnischen Anlagen hinsichtlich ihres Gefährdungspotentials sowie der Möglichkeit des Einwirkens interner und externer Gefährdungsquellen eine Sonderstellung einnehmen und die erforderlichen Untersuchungsmethoden für die anlagenspezifischen Besonderheiten zu modifizieren sind.

Ausgangspunkt der Untersuchungen war eine umfassende sicherheitstechnische Analyse zur Ermittlung und Bewertung der Ursachen für Störungen, wobei ein entwickeltes Gefährdungsbildungsmodell sowie eine retrospektive Untersuchungsmethode die Grundlagen bildeten.

Ein Schwerpunkt der Arbeit liegt bei der Entwicklung eines spezifischen Konzeptes zur Risikoanalyse von Pipelineanlagen. Der risikoanalytische Ansatz ermöglicht es, die für Pipelineanlagen typische Trassendifferenziertheit in Bezug auf die Umgebungsbedingungen und die relevanten Einflußfaktoren zu erfassen und einer sicherheitstechnischen Bewertung zu unterziehen. Die Risikoermittlung wird auf der Grundlage von Parametern durchgeführt, die die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadensereignisses sowie deren Auswirkungen erfassen.

Mit dem Konzept einer trassenabschnittsbezogenen Risikobetrachtung wurde ein praktikables Instrumentarium zur Ermittlung und Dokumentation objektiv vorhandener Sicherheitsdefizite erarbeitet. Im Ergebnis der Risikoanalyse kann auf Basis eines entsprechenden Sicherheits-Schutz-Konzeptes eine gezielte und trassenabschnittsbezogene Risikoreduzierung durchgeführt werden.

Die weiteren Untersuchungen bezogen sich auf die Ableitung einer anlagenspezifischen Sicherheits-Schutz-Struktur auf Basis der durchgeführten Analysen zur Gefährdungsbildung. Ausgehend vom eingeführten Begriff des Hermetisierungspotentials einer Pipeline konnten drei Hauptziele des zu konzipierenden Sicherheits-Schutz-Systems für Pipelinesysteme abgeleitet werden, wobei den einzelnen Hierarchieebenen differenzierte Aufgaben zuzuordnen sind. Zur passiven Sicherheitsebene gehören dabei sämtliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Basissicherheit, die Ebene der sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen verhindert aktiv eine Überbeanspruchung der Pipelineelemente und die Schadensbegrenzung wird durch die Schutzebene realisiert.

Im Rahmen der Basissicherheit sind die Wahl der Sicherheitsbeiwerte sowie die Festlegung der Auslegungsdrücke bei der Dimensionierung von entscheidender Bedeutung. Es konnte nachgewiesen werden, daß es dabei aus sicherheitstechnischer Sicht nicht notwendig ist, Sicherheitsbeiwerte über das im verbindlichen Regelwerk geforderte Maß hinaus zu erhöhen. Die Wahl des Auslegungsdruckes im Rahmen der Dimensionierung ist maßgebend für das Erfordernis sicherheitstechnischer Ausschlußmaßnahmen und sollte so gewählt werden, daß damit Sicherheitsmaßnahmen gegen statische Überdrücke substituiert werden können. Sowohl die Basissicherheit als auch das Niveau der sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen können in der Planungs- und Errichtungsphase einer Pipeline am effektivsten beeinflußt werden, so daß in dieser Phase das größte Potential zur Risikoreduzierung besteht.

Da ein vollständiger Leckageausschluß vor allem auf Grund der potentiellen Möglichkeit externer Einwirkungen nicht gewährleistet werden kann, muß im Vergleich zu anderen Anlagentypen der Aspekt der Schadensbegrenzung wesentlich ausgeprägter gestaltet werden. Die Schutzebene setzt sich aus der Leckageerkennung bzw. -ortung sowie einer

trassendifferenzierten Ausflußbegrenzung zusammen. Der Schutzebene sind weiterhin sämtliche Maßnahmen der Gefahrenabwehr zuzuordnen.

Durch die zuverlässigkeitslogische Verknüpfung der einzelnen Ebenen konnten allgemeingültige Leitsätze für die Gestaltung des Sicherheits-Schutz-Systems für Pipelineanlagen abgeleitet werden. Im wesentlichen zählt dazu die Gleichwertigkeit der passiven Sicherheit und der Ebene der sicherheitstechnischen Ausschlußmaßnahmen sowie die besondere Notwendigkeit einer differenzierten Schadensbegrenzung.

Die Bewertung und Einordnung der einzelnen Sicherheitsmaßnahmen führte zu dem Ergebnis, daß mit dem heutigen Stand der technischen Entwicklung das Potential zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus weniger im Bereich der statischen (passiven) Sicherheit, sondern bei den dynamischen (aktiven) Sicherheitssystemen liegt, wobei die Einrichtungen zur Vermeidung unzulässiger Druckstoßbeanspruchungen die sicherheitstechnisch relevanten Systeme sind. Die Untersuchung dieser Sicherheitssysteme wird durch die Anwendung zuverlässigkeitstheoretischer Methoden ermöglicht. Ausgehend von der typischen zuverlässigkeitslogischen Struktur der Sicherheitssysteme von Pipelineanlagen konnte der spezifische redundanztechnische Einfluß ermittelt werden. Es wird nachgewiesen, daß die Effektivität und die Notwendigkeit der redundanten Gestaltung lokaler Sicherheitssysteme mit deren Anzahl und damit äquivalent zur linearen Ausdehnung von Pipelineanlagen zunimmt, ein Redundanzgrad größer als zwei in der Regel sicherheitstechnisch jedoch nicht erforderlich ist.

Diese vereinfachten Modellansätze reichen nicht aus, um die komplexen Einflüsse auf das Sicherheitssystem berücksichtigen zu können, so daß für die vertiefenden Untersuchungen die Modellvorstellungen erweitert werden mußten. Das entwickelte Zuverlässigkeitsmodell bezieht sowohl die spezifische Systemstruktur als auch die Inspektionsstrategie, die Forderungsrate und das Ausfallverhalten des Sicherheitssystems ein. Die Bewertungsgrundlage stellt die Kenngröße Q_s dar. Es wurde festgestellt, daß die Verkürzung des Prüfindervalls geeignet ist, um die Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems gewährleisten zu können, wobei durch wirtschaftliche Randbedingungen dieser Strategie Grenzen gesetzt sind. Für eine optimale Inspektionsplanung ist neben der Zuverlässigkeit der einzelnen Elemente auch die Forderungsrate des Sicherheitssystems zu berücksichtigen. Der Zeitraum zwischen zwei Funktionsprüfungen muß verkürzt werden, je unzuverlässiger die Einzelelemente sind und je geringer die Forderungsrate des Sicherheitssystems ist.

Konkrete Zuverlässigkeitsuntersuchungen wurden am Sicherheitssystem zur Vermeidung unzulässiger Druckstöße durchgeführt. Damit wurde die Möglichkeit geschaffen, an Pipelineanlagen zuverlässigkeitsbezogene Untersuchungen zu konkreten Sicherheitssystemen durchführen zu können, mit dem Ziel, unter Einbeziehung ökonomischer Randbedingungen die technische Gestaltung und Betriebsweise zu optimieren.

Das ergänzende Kapitel 7 wurde unter dem Gesichtspunkt der praktischen Anwendung der Risiko- und Zuverlässigkeitsanalysen erarbeitet und beinhaltet die Konzeption zur Erfassung und Bereitstellung der erforderlichen Informationen und Daten, wobei der Schwerpunkt bei der Strukturierung der Daten liegt.

Offene Probleme werden im folgenden komprimiert zusammengefaßt:

1. Rechentechnische Umsetzung der Risiko- und Zuverlässigkeitsanalyse sowie des Datenkonzeptes zur Bewältigung der Informationsmenge mit dem Ziel, kurzfristig auf sich ändernde Bedingungen zu reagieren bzw. die Einschätzung ihrer sicherheitstechnischen Relevanz vornehmen zu können.
2. Einbeziehung geeigneter Stoffausbreitungsmodelle flüssiger und gasförmiger Medien in Böden für die Abschätzung der Auswirkungen von Leckagen erdverlegter Pipelines.
3. Bereitstellung ausreichend genauer Zuverlässigkeitskenngrößen.

Des Weiteren wird es erforderlich sein, die Betrachtungen zur Dimensionierung, sicherheitstechnischen Gestaltung und Betriebsweise sowie die Modelle zur Zuverlässigkeitsbewertung durch weitere ökonomische Kenngrößen zu ergänzen.

9. Summary

The aim of present work consisted in to achieve a contribution to the knowledge development on the field of safety designing from pipeline plants on the basis of a systematical analysis process. To this was it required to take the present state of knowledge on the field of pipeline engineering and critical to evaluate.

It was shown, that pipelines compared to other procedural plants occupy a special position with regard to their danger potential and possibility of internal and external danger springs and the required method of investigation for the system-specific special characteristic they are to be modified.

Starting point of the investigations was a comprehensive safety analysis to the determination and evaluation of the relevant causes for troubles where a developed endangering model as well as a retrospective method of investigation formed the basics.

An emphasis of work was controlled by the evolution of a particular concept to the risk analysis from pipeline plants. That risk analytical approach allowed it, to register the variable conditions along the location route typical for pipeline plants with respect to the environmental conditions and the relevant performance-influencing factors and to subject to a safety evaluation. The risk determination is carried out by parameters which register the entry probability of a damage event as well as of its effects.

With the concept of risk analysis referring to pipeline route in sections was elaborated a practical instrument to the determination and documentation of objectively available safety deficits. In the result of the risk analysis can carried out on the basis of a corresponding safety-protective-concept a precise ones and pipeline route referring risk reduction.

The further investigations referred to derivation of a system-specific safety-protective structure on the basis of carried out analyses for endangering sources. Starting from the introduced term of the hermetical potentials of a pipeline, three main aims of the planned safety-protective-system for pipeline systems could be derived in this differentiated tasks are to where be assigned to the individual levels in the hierarchy. In this case, all measures appertain to the passive safety level for guarantee of basic safety, the level of the safety exclusion measures prevents an overloading of the pipeline elements acting and damage limit is realized by the protective level.

Within the framework of basic safety, the choice of the safety coefficients as well as the determination of the design pressure are of decisive importance while dimensioning. It could be proved that it is not necessary with it from safety point of view to increase safety coefficients over the measure required in the obligatory system of rules. Within the framework of dimensioning the choice of the design pressure is decisive for the requirement of safety exclusion measures and should be chosen that in this way security measures can be substituted against static over-pressure. Both the basic safety and the level of the safety exclusion measures can be influenced most effective in the planning and building stage of a pipeline so that the greatest potential for the risk reduction consists in this stage.

Since a complete leakage exclusion can not be guaranteed above all on account of the potential possibility of external actions, the aspect of damage limit must be formed considerably more markedly compared to other plant models. The protective level consists of the leakage recognition and location as well as a pipeline route differentiated discharge limit. Further all measures of danger warning are to be assigned to the protective level.

Universal guiding principles for organization of the safety protective system could be derived by the reliability logic connection of the individual levels for pipeline plants. The equivalence of the passive safety and of the level of the safety exclusion measures as well as the special necessity of a differentiated damage limit essentially is included.

The evaluation and arrangement of the individual security measures led to the result, that with the present state of the technical evolution the potential for increase of safety level fewer are

in the field of static (passive) safety but in the case of the dynamic (active) security systems where the furnishings for avoidance of non-permissible pressure impact stress are the with regard to safety relevant systems. The investigation of these safety systems is allowed by the application of reliability methods. Starting from the typical reliability logical structure of the safety systems of pipeline plants, the specific redundancies technical influence could be determined. It was proved, that the effectiveness and the necessity of the redundant organization of local safety systems increases with its number and therefore equivalent for the linear extension of pipeline plants, however it is a redundancy degree more largely as two not required normally with regard to safety.

These simplified model approaches were not sufficient in order to be able to consider the complex influences on the safety system so that the model ideas were had to be extended for the deepening investigations. The developed reliability model includes both the particular system structure and the inspection strategy, the rate of demand and the failure behaviour of the safety system. The valuation basis represents the characteristic Q_s . It was found that shortening the testing range is suitable in order to be able to guarantee the reliability of the safety system where boundaries are set by economical limiting conditions of this strategy. For an optimal inspection planning, the rate of demand of the safety system is to be considered in addition to reliability of the individual elements also. The period between two functional tests must be abridged the more unreliable the single elements are and the smaller the rate of demand of the safety system is. Concrete reliability analyses were carried out at the security system for avoidance of non-permissible pressure impact stress. In this way, the possibility was managed to be able to carry out reliability investigations at pipeline plants to concrete safety systems, with the aim, to optimize the technical organization and mode of operation by inclusion of economic limiting conditions.

The supplementary chapter 7 was elaborates from the viewpoint of the practical application the risk- and reliability analyses and includes the conception to the recording and appropriation of the required information and of data where the emphasis is controlled while structuring the data.

Open problems are summarized in a packed manner at the following

1. Computational transfer of the risk and reliability analysis as well as of the data concept for overcoming of information capacity with the destination, conditions changing at short notice to itself react and to be able to carry out the appraisal of their safety relevancy.
2. Inclusion of suitable propagation models of fluid and gaseous medias in grounds for the estimate of the effects of leakage of burial pipelines.
3. Appropriation of sufficiently precise reliability characteristics.

Furthermore, it will be required, to complement the considerations for the dimensioning, the safety organization and mode of operation as well as the models for the reliability evaluation through further economic characteristics.

Literaturverzeichnis

- /1/ Greiner, W.:
Beitrag zur Modellierung, Bewertung und Gestaltung der Sicherheit verfahrenstechnischer Systeme, Dissertation, TH Köthen, (1991)
- /2/ Greiner, W.; Schuster, H.; Lorenz, K.:
Modellierung, Bewertung und Optimierung der Zuverlässigkeit von Sicherheitssystemen, Wiss. Zeitschrift der TH Köthen 1(1990) 3, S. 66-72
- /3/ Lorenz, K.:
Modellierung, Bewertung und Optimierung der Zuverlässigkeit redundant ausgelegter verfahrenstechnischer Systeme, Dissertation, IHS Köthen, (1988)
- /4/ Kardos, J.; Lorenz, K.; Schuster, H.:
Stand, Fortschritte sowie Entwicklungstendenzen auf dem Gebiet der Zuverlässigkeit und Sicherheit von Chemieanlagen, Chem. – Techn. 41 (1989) 9, S. 365-369
- /5/ Netter, P.:
Anlagensicherung mit Mitteln der Prozeßleittechnik, Chem.-Ing.-Techn. 66(1994)3, S. 316-320
- /6/ Hofmann, W.; Dröge, W.; Jehlicka, P.:
Zuverlässigkeit in der Anlagentechnik, VDI Beicht, Nr. 771, Düsseldorf, (1989), S. 153-164
- /7/ Stecher, K.:
Methoden und Werkzeuge zur Zuverlässigkeitsberechnung komplexer technischer Systeme, VDI Berichte, Nr. 771, Düsseldorf, (1989), S. 29-38
- /8/ Kardos, J.; Lorenz, K.; Schuster, H.; Greiner, W.:
Zuverlässigkeitsorientierte Bewertung von Sicherheitssystemen an Chlor-Turboverdichtern, Maschinenbautechnik, 36 (1987) 8, S.348-350
- /9/ Hopf, H.-G.:
Verläßliche Systeme, VDI Berichte, Nr. 771, Düsseldorf, (1989), S. 99-108
- /10/ Beichelt, F.:
Zuverlässigkeit strukturierter Systeme, Verlag Technik, Berlin, Reihe Automatisierungstechnik, Bd. 229, (1988)
- /11/ Autorenkollektiv:
VEM-Handbuch der Zuverlässigkeit, Verlag Technik, Berlin, (1981)
- /12/ Kardos, J.; Lorenz, K.; Schuster, H.:
Zuverlässigkeit und Sicherheit in der Luft- und Kältetechnik, Reihe Luft und Kältetechnik, Verlag Technik, Berlin, (1986)
- /13/ Schuster, H.; Greiner, W.; Schmidt, D.:
Zuverlässigkeitsspezifische Gestaltung und Betriebsführung eines Sicherheitssystems für trocknungstechnische Anlagen am Beispiel der Kautschukproduktion, Zwischenbericht, BMFT-FKZ: 13RG9111, unveröffentlicht, (1992)
- /14/ Gruhn, G.; Kafarov, V.V.:
Zuverlässigkeit von Chemieanlagen, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie Leipzig, (1979)
- /15/ Härtler, G.:
Statistische Methoden für die Zuverlässigkeitsanalyse, VEB Verlag Technik, Berlin, (1983)

- /16/ NAMUR - Empfehlung NE 31:
Anlagensicherung mit Mitteln der Prozeßleittechnik, (1993)
- /17/ DIN/VDE 2180 T1-5 (Entwurf):
Sicherung von Anlagen der Verfahrenstechnik mit Mitteln der Meß- Steuerungs- und
Regelungstechnik, Beuth Verlag, Berlin, (1996)
- /18/ DIN 25424:
Fehlerbaumanalyse Teil 1/Teil 2, Beuth Verlag, Berlin, (1981/90)
- /19/ VDI-Richtlinie 4008:
Markov-Zustandsänderungsmodelle mit endlich vielen Zuständen, VDI-Verlag, Düsseldorf,
(1978)
- /20/ Schuster, H.:
Entwicklung der Schutzkonzeption für Chemieanlagen, Dissertation, Techn. Hochschule „Otto
v. Guericke“ Magdeburg, (1983)
- /21/ Bartknecht, W.:
Explosionsschutz, Grundlagen und Anwendungen, Berlin Heidelberg New York, Springer-
Verlag, (1993)
- /22/ Lagois, J.; Bendisch, G.:
Gassensoren und Gaswarnsysteme, Chemie-Technik, 22(1993)2, S.48-52
- /23/ Faber, M.:
Steuerungs- und Verriegelungseinrichtungen bei Anwendung von Explosionsschutzmaßnahmen
in komplexen Systemen, VDI-Berichte, Nr. 701, Düsseldorf, (1988), S. 899-915
- /24/ Steyer, H.; Birkhahn, W.; Isselhard, K.:
Verordnung über elektrische Anlagen in explosionsgefährdeten Räumen (Elex V –
Kommentar), C. Heymanns Verlag, Köln, Berlin, Bonn, (1980)
- /25/ Schuster, H.; Köhler, B.; Przygodda, J.:
Sicherheitstechnische Maßnahmen bei gasexplosionsgefährdeten Anlagen, Handbuch,
Landesamt für Arbeitsschutz Sachsen-Anhalt, (1999)
- /26/ Pester, J.:
Explosionsschutz in Anlagen, Verlag Technik Berlin, (1998)
- /27/ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasser-Haushaltsgesetz - WHG), (1996)
- /28/ Weiß, S.; Militzer, K.-E.:
Thermische Verfahrenstechnik I, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie Leipzig,
(1984)
- /29/ Hartmann, K.; Kaplick, K.:
Analyse und Entwurf chemisch-technologischer Verfahren, Akademie-Verlag, Berlin, (1985)
- /30/ Berthold, W.; Löffler, U.:
Sicherheitstechnische Kenngrößen und ihre Bedeutung für die Planung und den Betrieb von
Chemieanlagen, Chem.-Ing.-Tech. 62(1990)2, S. 92-96
- /31/ Erfurth, H.; Just, G.; u.a.:
Modellierung und Optimierung chemischer Prozesse, VEB Deutscher Verlag für
Grundstoffindustrie, Leipzig, (1973)

- /32/ Ruppert, K.A.:
Sicherheitsanalytische Vorgehensweise für Alt- und Neuanlagen, Chemie Ingenieur Technik
62(1990)11, S. 916 - 927
- /33/ Marquardt, W.:
Rechnergestützte Erstellung verfahrenstechnischer Prozeßmodelle, Chem.- Ing.- Techn.
64(1992)1, S. 25-40
- /34/ King, R. H.; Gilles, E.D.:
Moderne Methoden der Mess- und Regelungstechnik – Ein Beitrag zur Sicherheit chemischer
Anlagen, Dechema-Monographie, Bd. 100, (1985), S. 149-171
- /35/ Himmelblau, D.M.:
Prozeß analysis by statistical methods, J. Wiley, New York, (1968)
- /36/ Hauptmanns, U; u.a.:
Ermittlung der Kriterien für die Anwendung systematischer Methoden zur Durchführung von
Sicherheitsanalysen für Chemieanlagen, GRS-59, Köln, (1985)
- /37/ Dechema/GVC-Arbeitsausschuß:
Bewertung sicherheitstechnischer Methoden für chemische und verfahrenstechnische Anlagen,
Dechema-Monographie, Bd. 111, (1987), S. 27 - 40
- /38/ Plüss, Ch. u.a.
Sicherheit von Erdgas-Hochdruckanlagen, Rahmenbericht der Schweizerischen
Erdgaswirtschaft, revidierte Ausgabe, (1997)
- /39/ Schmitt-Thomas, K.; Siede, R.;
Technik und Methodik der Schadensanalyse, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, (1989)
- /40/ Hochschulpraktikum Schadensanalyse
Begleitband, Ingenieurdienst für sichere Technik GmbH, München, (1994)
- /41/ VDI-Bericht 243:
Methodik der Schadenuntersuchung, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, (1975)
- /42/ US General Accounting Office:
Pipeline safety report, (1993)
- /43/ Baker W.E., u.a.:
Explosion hazards and evaluation, Elsevier, (1983)
- /44/ Clancey V.J.:
Dangerous clouds, their growth and properties, I. Chem. E. Symposium Series No. 49, (1977)
- /45/ Arthur D. Little:
Discussion of the relationship between design factor, wall thickness and pipeline risk factor,
Report to BUWAL, (1995)
- /46/ European Gas Pipeline Incident Data Group
Gas pipeline incidents, Report 1970 – 1992, (1993)
- /47/ Geiger, W.:
Modelluntersuchungen zum Ablauf von Gasexplosionen in der freien Atmosphäre und
Folgerungen für die Auslegung von Chemieanlagen, Dechema-Monographie, Bd. 107, (1987)
- /48/ Hirschi, W.:
Störfallvorsorge bei Erdgashochdruckleitungen, BUWAL-Bulletin, 3(1996)

- /49/ Leuckel, W.; Nastoll, W.; Müller, H.-W.:
Methodik zur Abschätzung von Kohlenwasserstoff-Freisetzungen DGMK-Forschungsbericht 248-02, (1983)
- /50/ Leuckel, W.:
Hochdruck – Erdgasleckagensausströmung aus Röhrenspeichern, Studie im Auftrag der SKS Ingenieur AG Engel – Bunte Institut, Karlsruhe, (1990)
- /51/ National Transportation Safety Board
Pipeline accident reports, United States Government, (1967)
- /52/ Papadakis G.A.:
Review of Transmission Pipeline Accidents Involving Hazardous Substances, Report EUR 18122 EN, (1999)
- /53/ Berry, K.G.; Giessler, K.P.; u.a.:
Statusbericht über Öl-Fernleitungen in Westeuropa, CONCAWE Report no. 6/98 Brüssel, (1998)
- /54/ Lyons, D.:
Western european cross-country oil pipelines, 25-year performance statistics, CONCAWE Report no. 2/98, Brüssel, (1998)
- /55/ Sägersser, R; Plüss, C; Montanarini, M.:
Successful implementation of standardized risk analysis for pipelines, SRA-Meeting, Stuttgart, (1995)
- /56/ TNO:
Methods for the calculation of the physical effects resulting from release of hazardous material (liquids and gases), CPR 14E-Report of the committee for the prevention of disasters (Yellow Book), 2nd. Ed., Voorburg, (1992)
- /57/ Carter, D.:
Aspects of Risk Assessment for Hazardous Pipelines Containing Flammable Substances, J. Loss Prevention, Vol. 4, (1991)
- /58/ Muhlbauer, W.:
Pipeline Risk Management Manual, Gulf Publishing Company, (1992)
- /59/ Linke, G.:
Sicherheit von Gas-Hochdruckleitungen in Europa, GAS-ERDGAS, 38(1997)6
- /60/ Bilo, M.; Kinsmann, P.:
MISHAP – HSE's Pipeline Risk Assessment Methodology, Pipes&Pipelines international, 4 (1997)
- /61/ CONCAWE
Performance of Oil Industry Cross Country Pipelines in Western Europe, Report no. 5, Brüssel, (1994)
- /62/ Przygodda, J.; Schuster, H.:
Sicherheitstechnische Bewertung von unter Druck stehenden Behältern und Reaktoren im Zusammenhang mit der Dimensionierung von Druckentlastungsquerschnitten, Tagungsbericht „Anwendung verfahrenstechnischer Methoden bei der Anwendung von Sicherheitsanalysen“, VDI Halle, (1992), S. 89 – 106

- /63/ Hosemann, G.:
Der Risikoansatz zur Beurteilung der Technischen Sicherheit, Technische Überwachung, 39(1998), S. 46-51
- /64/ Technische Regeln für Fernrohrleitungen (TRFL), (Entwurf, Stand 2000)
- /65/ Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (Entwurf, Stand 2001)
- /66/ Steinbach, J.; Antelmann, O.; Lambert, M.:
Methoden zur Bewertung des Gefahrenpotentials von verfahrenstechnischen Anlagen und Verfahren, Forschungsbericht Fb 820, Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, Dortmund/Berlin, (1998)
- /67/ Grönner, J.; Gräfen, H.D.:
Pragmatische Leitungsdokumentation mit DMS und GIS-Viewern bei Thyssengas – ein Zwischenbericht, 3R international, 38(1999)5
- /68/ National Energy Board:
Stress corrosion cracking on canadian oil and gas pipelines, Calgary, (1996)
- /69/ Szalai, I.:
Intensivmessung mit GPS-Ortsbestimmung; 3R international, 38(1999)10-11
- /70/ Schwenk, W.:
Erörterung von Problemen beim Korrosionsschutz durchgeschweißter Stahlrohrleitungen, 3R international, 37(1998)6
- /71/ Ahlers, M.; Geiser, J.; Schöneich, H.-G.:
Prüfung der Umhüllungsqualität neuerlegter Rohrleitungen, 3R international, 37(1998)6
- /72/ Summ, R.:
Dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Korrosionsschutzapplikationen, 3R international, 37(1998)6
- /73/ Gräf, M.; Grimpe, F.; Liessem, A.; Pöpperling R.K.:
Review of the HIC test requirements for linepipe over the years 1975 to 2000; 3R international, 38(1999)10-11
- /74/ Ritter, F.:
Korrosionstabellen metallischer Werkstoffe, 4. Auflage, Springer-Verlag, Wien (1958)
- /75/ Titz, J.-Th.:
Mikrobiologisch beeinflusste Korrosion an Rohrleitungen aus unlegierten und hochlegierten Stählen; 3R international, 38(1999)9
- /76/ VdTÜV Merkblatt 1064:
Richtlinie für die Prüfung des Außen-Korrosionsschutzes von Rohrfernleitungen; Verlag TÜV Rheinland, Köln, (1977)
- /77/ Baeckmann, W.:
Taschenbuch für den kathodischen Korrosionsschutz, Vulkan-Verlag Essen, 3. Auflage, (1983)
- /78/ Kohlmeyer, A.:
Beeinflussung von Rohrleitungen durch Hochspannungsanlagen – Maßnahmen und technische Regeln, 3R international, 17(1978)2, S. 96 - 98

- /79/ DIN 2413 T1:
Stahlrohre; Berechnung der Wanddicke von Stahlrohren gegen Innendruck, Beuth Verlag, Berlin, (1993)
- /80/ DIN 2413 T2:
Rohrbögen; Berechnung der Wanddicke von Rohrbögen gegen Innendruck, Beuth Verlag, Berlin, (1993)
- /81/ AD-Merkblatt S1:
Abgrenzung zwischen der Berechnung gegen vorwiegend ruhende Innendruckbeanspruchung und der Berechnung gegen Schwellbeanspruchung, Beuth Verlag, Berlin, (1988)
- /82/ Schwaigerer, S.:
Festigkeitsberechnung im Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau, 4. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, (1990)
- /83/ Schwaigerer, S.:
Rohrleitungen, Theorie und Praxis, Springer-Verlag, Berlin, (1967)
- /84/ Bäumer, Th.:
Fluiddynamische Auslegung von Rohrleitungssystemen für Gasströmungen mit kritischen Strömungszuständen, 3R international, 38(1999)5
- /85/ Weiss, E., Joost, H.; Rudolph, J.:
Apparatefestigkeit – eine bestimmende Größe im Sicherheitskonzept von Chemieanlagen, Chem.-Ing.-Techn., 68(1996)11, S. 1442 - 1447
- /86/ Schiller, A.:
Einsatz hochfester Werkstoffe bei Rohrfernleitungen, Vorteile und Probleme in der Rohr-Fernleitungstechnik, Verlag TÜV Rheinland GmbH, (1976), S. 43 – 59
- /87/ Uebing, D.; Jäger, P.:
Zur Unsicherheit des Sicherheitsfaktors aus mathematisch - statistischer Sicht, 3R international, 17 (1978)2, S. 73 – 76
- /88/ Grünling, H.W.; Mayer, H.:
Werkstoffeigenschaften für die Auslegung mechanisch und mechanisch-thermisch beanspruchter Bauteile, VDI-Bericht Nr. 385, (1980)
- /89/ Horlacher, H.B.:
Steuerungsstrategie für Rohrleitungssysteme, Ermittlung optimierter Stellgesetze für Steuerorgane für Pipelines, Habilitation, Uni. Stuttgart, Vulkan-Verlag Essen, (1987)
- /90/ Jansen, J.:
Flexible Druckabsicherung an Pipelinesystemen, Symposium Rohr-Fernleitungstechnik des TÜV-Rheinland, Köln, (1973)
- /91/ Piwinger, F.:
Stellgeräte und Armaturen für strömende Stoffe, VDI Verlag, Düsseldorf, (1971)
- /92/ Schuster, G.; Trautwein, W.:
Prozeßrechneranlagen überwachen eine Pipeline, 3R international, 18(1979)1, S.17 – 20
- /93/ Tauschnitz, T.; Drathen, H.:
Prozeßleittechnik der Zukunft: Anforderungen, Technik und Wirtschaftlichkeit, Automatisierungstechnische Praxis, 40(1998)3

- /94/ Wölfel, H.:
Die Entwicklung der Prozeßleittechnik – Ein Rückblick, Automatisierungstechnische Praxis, 40(1998)4
- /95/ Fernwirktechnik in der Gas- und Wasserversorgung, DVGW – Schriftenreihe Nr.3
- /96/ Balzer, D. u.a.:
Zur Strukturierung hierarchischer Prozeßsicherungssysteme, msr, 30(1987)3, 203 - 205
- /97/ Joukowsky:
Über den hydraulischen Stoß in Wasserleitungsrohren, Voß, Petersburg und Leipzig, (1900)
- /98/ Schultz, S.:
Über die Ausbreitung von Stoßwellen in abgeknickten und verzweigten Rohrleitungen, Forschungsberichte des Landes Nordrhein-Westfalen, Heft 2119, (1970)
- /99/ Schwarz, W.:
Druckstoßberechnungen unter Berücksichtigung der Radial- und Längsverschiebung der Rohrwand, Institut für Wasserbau, Univ. Stuttgart, Heft 43, (1978)
- /100/ Seus, G.J.; Schmitz, G.:
Berechnung instationärer Rohrströmungen mit dem Imoc-Verfahren, Eine neue Lösung für ein altes Problem, 3R international, 21(1982)1 / 2, S. 32 – 38
- /101/ Seyler, F.; Klauberg, G.:
Messung und Berechnung instationärer Strömungsvorgänge in Kunststoffleitungen, 3R international, 20(1981)10, S. 554 – 557
- /102/ Wylie, E.B.; Zielke, W.:
Schwingungen in Druckrohrleitungen, Anwendung der Impedanz-Methode unter Berücksichtigung des Reibungseinflusses, Wasserwirtschaft, 57(1967)2, S. 91 – 96
- /103/ Zoehl, H.; Kruschik, J.:
Strömung durch Rohre und Ventile, Springer-Verlag, Wien New York, (1978)
- /104/ Bürmann, W.:
Beanspruchung der Rohrwand infolge von Druckstößen, 3R international, 19(1983)9, S. 429 – 431
- /105/ Bürmann, W.:
Längsbewegung frei verlegter Rohrleitungen durch Druckstöße, 3R international, 19(1980)1 / 2, S. 84 – 91
- /106/ Bürmann, W.; Rabenstein, G.P.:
Die Strömung in Ölpipelines unter dem Einfluß wechselnder Fördermedien, 3R international, 13(1974)6, S. 295 – 298
- /107/ Schedelberger, J.:
Batchwechseleinflüsse auf die hydraulischen Verhältnisse beim Betrieb von Ölpipelines, 3R international, 14(1975)2, S. 116 - 119
- /108/ Küpers, G.R.:
Kräfte auf Rohrleitungen durch instationäre Strömungsvorgänge, 3R international, 18(1979)1, S. 24-32

- /109/ Liou, C.P.:
Calculation of transients in batched pipelines, 4th International Conference on Pressure Surges, Bath, (1983)
- /110/ Lüdecke, H.J.; Bender, E.; Kuhn, J.:
Zum heutigen Stand der Druckstoßberechnung für Rohrleitungssysteme von verfahrenstechnischen Anlagen und Wasserversorgungsanlagen, 3R international, 20(1980)1 /2; S. 76 – 84
- /111/ Lütz, A.; Reicherter, U.F.; Schmid; Wendland, E.:
Druckstoßermittlung . Risiken und Trugschlüsse vereinfachender Annahmen, 3R international, 37(1998)12
- /112/ Erath, W.; Nowotny, B.; Maetz, J.:
Simultane Kopplung der Berechnung von Druckstoßvorgängen mit der Rohrleitungsschwingung, 3R international, 37(1998)8
- /113/ Meißner, E.:
Das Impulsantwortverfahren – ein mathematisches Modell zur Berechnung instationärer Strömungsvorgänge in Druckleitungen, Forsch. Inh.-Wes. 43, Nr. 4, (1977), S. 115 – 125
- /114/ Onizuka, K.:
System dynamic approach to pipe network analysis, Journal of Hydraulic Div. Vol 112, No. 8 (1986), S. 728 – 749
- /115/ Perko, H.D., Zielke, W.:
Unterdrückerscheinungen und Druckstoßberechnung, 3R international, 24(1985)7, S. 348 – 355
- /116/ Horlacher, H.-B.:
Näherungsweise Berechnung von Druckstößen mit Diagrammen – Druckstoßberechnung von Rohrsystemen, Haus der Technik, Essen, (1983)
- /117/ Horlacher, H.-B.:
Druckstoßdiagramme für einsträngige Druckrohrleitungen, 3R international, 20(1983)2/3, S. 128 – 133
- /118/ Giesecke, J.:
Dynamische Vorgänge in Rohrleitungen und ihre Auswirkungen, Wasserwirtschaft, 74(1984)4, S. 216 – 224
- /119/ Kellner, A.:
Durch Druckstoß entstehende Kräfte auf Rohrsysteme, Druckstoßberechnung von Rohrleitungssystemen, Haus der Technik, Essen, (1983)
- /120/ Kellner, A.; Dörner, G.:
Druckstoßoptimierung von Stellventilen, 3R international, 22(1983)3, S. 105 – 109
- /121/ Mackenstein, P.; Kittel, A.:
Lebensdauer von Pipelines: Untersuchungen an geschweißten Flachproben unter zufallsartig schwelenden Lasten, 3R international, 20(1981)12, S. 658 - 662
- /122/ Jäger, P.:
Zur Lebensdauerberechnung fehlerhafter Rohrleitungen unter Innendruck mit Hilfe dimensionsloser Kenngrößen, Dissertation, TU München, (1976)

- /123/ Uebing, D.:
Ausfallwahrscheinlichkeit als Sicherheitskriterium bei Pipelineanlagen, Broschüre über das Symposium des TÜV Rheinland am 24. und 25.9.1973 in Bad Neuenahr, Verlag TÜV Rheinland, Köln
- /124/ Reliability Toolkit: Commercial Practices Edition, (1995)
- /125/ Denson, W.; Chandler, G. u.a.:
Nonelectronic Parts Reliability Data 1995, (1994)
- /126/ Beichelt, F.:
Zuverlässigkeits- und Instandhaltungstheorie, B.G.Teubner, Stuttgart, (1993)
- /127/ Arnold, T.; Völker, P.:
Daten zur Zuverlässigkeit technischer Systeme, Ex-Zeitschrift Nr. 27(1995), S.37-39
- /128/ Nonelectronic Parts Reliability Data, IIT Research Institute / Reliability Analysis Center, (1999)
- /129/ Kamarinopoulos, L.:
Anwendung von Monte-Carlo-Verfahren zur Ermittlung von Zuverlässigkeitsmerkmalen technischer Systeme, IRL-Bericht 14, Berlin, (1976)
- /130/ Willems, H.; Barbian, O.A.:
The state of inline crack inspection using ultrasonics; 3R international, 38(1999)10-11
- /131/ Hiltcher, G.; Mühlthaler, W.; Smits, J.:
Molchtechnik, WILEY-VCH, Weinheim, (1999)
- /132/ Mühlthaler, W.:
Anwendung der Molchtechnik in der chemischen Industrie. Chem.-Ing.-Tech., 67(1995)2
- /133/ Tiratsoo, J.N.H. (Editor):
Pipeline pigging technology, Gulf Publishing Company, Houston, (1992)
- /134/ Riess, N.; Schittko, H.:
Ausrüstung zur Prüfung, Inspektion und Betriebsüberwachung von Pipelines, Rohrleitungstechnik, 1(1983)
- /135/ Oppermann, W.; Künkel, G.; Hitzel, R.:
Visuelle Rohrrinnenprüfung mit selbstfahrenden Inspektionssystemen., Rohrleitungstechnik, 4(1987)
- /136/ Bood, J.R.; Galli, M.R.; u.a.:
EPRG methods for assessing the tolerance and resistance of pipelines to external damage (Part 1 / 2); 3R international, 38(1999)10-11/12
- /137/ Menge, R.:
Störfall: Erdbeben? Sicher ist sicher, 2(1997), S. 73 – 76
- /138/ Kieselbach, G.:
Statistisches Sicherheitskonzept für erdverlegte Rohrleitungen, Gas Wasser Abwasser, 72(1992)2, S. 76 - 80
- /139/ Grahl, D.:
Sicherung von Gasrohrleitungen im Einwirkungsbereich des Steinkohlebergbaus mittels Dehnungsausgleicher, 3R international, 38(1999)5

- /140/ Pichler, R.:
Anwendung der Informationstechnologie zur Steuerung und Überwachung von Pipelines,
Pipeline Symposium Köln, (1997)
- /141/ Grothes, N.:
Fernwirktechnik bei Pipelines, 3R international, 19(1980)6, S. 323-328
- /142/ Eiden, H.:
Sicherheit von Pipelines, Technische Überwachung, 28(1987)4, S. 164 - 166
- /143/ Schuster, H; Przygodda,J; Köhler,B.:
Sicherheitstechnische MSR-und Prozeßleittechnik für verfahrenstechnische Anlagen,
Handbuch, Landesamt für Arbeitsschutz Sachsen-Anhalt (1998)
- /144/ Abougfeefa M.; Fassina, P.; u.a.:
Ductile fracture propagation in a gas transmission line, 3R international, 38(1999)5
- /145/ Dawson, J; Pistone, V.:
Probabilistic evaluation of the safety embodied in the EPRG recommendations for shear
fracture arrest toughness, 3R international, 37(1998)10/11
- /146/ Bartholomé, G.; Schmidt,C; Wellein,R:
Leck-vor-Bruch-Verhalten von Rohrleitungen, TechnischeÜberwachung 37(1996)11/12, S. 44-
49
- /147/ Kasch, K.; Großwig, S.; Hurtig, E.:
Leckortung an unterirdischen Erdgas-Hochdruckleitungen mit faseroptischer
Temperatursensorik, 3R international, 37(1998)5
- /148/ Courage, C.; Herfordth, H.; Janson, J.; Laier, D.:
Leckerkennung und –ortung an Pipelines, Kernforschungszentrum Karlsruhe, Bericht PDV 222,
(1982)
- /149/ Isermann, R.; Siebert, H.:
Leckerkennung und Lokalisierung bei Pipelines durch On-Line-Korrelation mit einem
Prozeßrechner, Regelungstechnik, 25 (1977), S. 69 - 74
- /150/ Kreiß, M.:
Schnelle Erkennung von Leckagen an Rohrfernleitungen, Erdöl und Kohle-, Erdgas-,
Petrochemie vereinigt mit Brennstoff – Chemie, 25(1972)7, S. 402 – 409
- /151/ Mattil, V.:
Leckagedetektion bei Rohrleitungssystemen; Technische Rundschau, 82(1990)51, S. 28 – 30
- /152/ VDI 3783 Bl.1:
Ausbreitung von störfallbedingten Freisetzungen – Sicherheitsanalyse, VDI-Verlag GmbH,
Düsseldorf, (1987)
- /153/ VDI 3783 Bl.2:
Ausbreitung von störfallbedingten Freisetzungen schwerer Gase – Sicherheitsanalyse, VDI-
Verlag GmbH, Düsseldorf, (1990)
- /154/ Lebuser, Schecker.:
Vapourization trates of liquids and liquefied gases, 5. int. Symposium „Loss Prevention and
Savety Promotion in the Process Industries, Cannes, (1986)

- /155/ Lützke, Wintrich:
Untersuchungen über das Verhalten von Flüssiggas beim Ausströmen ins Freie, Erdöl & Kohle, Erdgas, Petrochemie 3(1971), S. 165 - 172
- /156/ Sawyer, T.:
Pipeline inspections techniques, International Pipeline Conference, Calgary, (1998)
- /157/ VdTÜV Merkblatt 1001:
Richtlinie über Prüfungen beim Bau von Gashochdruckleitungen durch den TÜV-Sachverständigen; Verlag TÜV Rheinland, Köln, (1977)
- /158/ VdTÜV Merkblatt 1060:
Richtlinie über die Durchführung des Streßtest; Verlag TÜV Rheinland, Köln, (1977)
- /159/ VdTÜV Merkblatt 1063:
Technische Richtlinie zur statischen Berechnung eingedeter Stahlrohre; Verlag TÜV Rheinland, Köln, (1978)
- /160/ Informationssysteme und Datenbanken für die Chemische Technik,
Frankfurt a.M., (1988)
- /161/ Redecker, T.; Möller, W.:
CHEMSAFE – Datenbank für sicherheitstechnische Kenngrößen, Technische Überwachung, 29(1988)5, 174 – 177
- /162/ Nabert, K.; Schön, G.:
Sicherheitstechnische Kennzahlen brennbarer Gase und Dämpfe, 2. Auflage, Deutscher Eichverlag GmbH, Braunschweig, (1963)
- /163/ VDI-Wärmeatlas, VDI-Verlag, Düsseldorf, 8. Auflage, (1999)
- /164/ Umweltbundesamt Berlin:
Handbuch – Stoffdaten zur Störfallverordnung, Band I – IV, Erich Schmidt Verlag, Berlin, (1992)
- /165/ Gasatlas
Gefährliche Arbeitsstoffe GA 32, Schriftreihe der Bundesanstalt für Arbeitsschutz, Dortmund, (1989)
- /166/ Bertold, W.; Löffler, U.:
Sicherheitstechnische Kenngrößen und ihre Bedeutung für die Planung und den Betrieb von Chemieanlagen, Chem.- Ing.- Techn., 62(1990)2, S. 92 – 96
- /167/ Zehr, J.:
Physikalisch-chemische Sicherheitskriterien der Stoffe und Stoffsysteme, Dechema-Monographie, Bd. 88, (1980), S. 9-20
- /168/ Heinrich, H.-J.:
Kriterien für die Bewertung gefährlicher Stoffe, Schadensprisma, 4(1985), S. 41 – 65
- /169/ CONCAWE
Heavy fuel oils, Produkt dossier no. 98/109, Brüssel, (1998)
- /170/ CONCAWE
Petroleum coke, Produkt dossier no. 93/1105, Brüssel, (1993)

- /171/ TRbF 301:
Richtlinie für Fernleitungen zum Befördern gefährdender Flüssigkeiten (RFF), (1987)
- /172/ Richtlinie für Rohrleitungsanlagen für wassergefährdende Stoffe (RRwS), (1987):
- /173/ TRGL 131:
Rohre - Werkstoffe, Herstellung, Prüfung, (1986)
- /174/ Verordnung über Gashochdruckleitungen, (1996)
- /175/ Verordnung über wassergefährdende Stoffe bei der Beförderung in
Rohrleitungsanlagen, (1976)
- /176/ Verordnung über Anlagen zur Lagerung, Abfüllung und Beförderung brennbarer Flüssigkeiten
zu Lande (VbF), (1996)
- /177/ Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-
Verordnung - 12. BImSchV), BGBl. I S. 603 (2000)
- /178/ Gesetz zur Umsetzung der UVP-Änderungsrichtlinie, der IVU-Richtlinie und weiterer EG-
Richtlinien zum Umweltschutz (2001)
- /179/ Gesetz über technische Arbeitsmittel (GSG), (1998)
- /180/ Pipeline Safty Regulations, Parts 186 - 199; U.S. Department of Transportation, (1996)
- /181/ Krass, W.; Kittel, A.; Uhde, A.:
Pipelinteknik: Mineralölferrleitungen, Verlag TÜV-Rheinland, Köln, (1979)
- /182/ CAN/CSA-Z662-96:
Oil and Gas Pipeline Systems, Canadian Standards Association, Ontario, (1996)
- /183/ CAN/CSA- Z245.1-95:
Steel line pipe, Oil & Gas Industry System and Materials, Canadian Standards
Association, Ontario, (1995)
- /184/ International Pipeline Conference, Proceedings, Volume 1 and 2, Calgary, (1996)
- /185/ Thier, B.:
Sicherheit in der Rohrleitungstechnik, Vulkan-Verlag, Essen, (1996)
- /186/ Fischer, K.D.:
Pipelines – eine Folge des energiewirtschaftlichen Strukturwandels in Westdeutschland, Tagung
Haus der Technik: Pipelines – Adern der Wirtschaft, (1968)
- /187/ Steller, G.:
Arbeitssicherheit im Pipelinebau, Die Tiefbau-Berufsgenossenschaft, 92(1980)12, S. 1000 –
1013
- /188/ Simon, E.:
Der Begriff der hochwertigen Dichtung für lösbare Rohrleitungsverbindungen, Chem.- Ing.-
Techn., 66(1994)7, S. 929 – 937
- /189/ Welzel, S.Ch.:
130 Jahre Pipelines: „Rolle nicht, was fließen kann“; Chem.- Ing.- Techn., 68(1996)5, S. 498 –
499

- /190/ DIN EN ISO 8044:
Korrosion von Metallen und Legierungen – Grundbegriffe und Definitionen, Beuth Verlag, (1999)
- /191/ DIN 50929 -1:
Korrosion der Metalle; Korrosionswahrscheinlichkeit metallischer Werkstoffe bei äußerer Korrosionsbelastung; Allgemeines, Beuth Verlag, (1985)
- /192/ DIN 30675 – 1:
Äußerer Korrosionsschutz von erdverlegten Rohrleitungen; Schutzmaßnahmen und Einsatzbereiche bei Rohrleitungen aus Stahl, Beuth Verlag, (1992)
- /193/ Zimmer, R.:
Sicherheitsbezogene Untersuchungen zu den Investitions- und Betriebskosten an Pipelineanlagen, Diplomarbeit, FH Anhalt, Köthen, (1998)
- /194/ OREDA-Handbook- offshore reliability data handbook; Høevik, Norske Veritas, (1997)
- /195/ Backhaus, H.; Thier, B.:
Ermittlung und Bewertung der Einflußgrößen auf die Gesamtsicherheit druckführender Rohrleitungssysteme, UBA-Forschungsbericht FB 104 09 224, Berlin, (1991)
- /196/ Knauf, G.; Vogt, G.:
Grundlagen der sicheren Auslegung von Gasfernleitungen, 3R international, 38(1999)10/11
- /197/ API Standard 1104:
Welding of pipelines and related facilities, 18th Edition (1994)
- /198/ BSI 4515:
Process of welding of steel pipelines on land and offshore, British Standards Institution, (1984)
- /199/ CAN/CSA-Z 184-M86:
Gas pipeline systems, Canadian Standards Association, Ontario, (1986)
- /200/ IEC 61511-1
Funktionale Sicherheit - Sicherheitstechnische Systeme für die Prozeßindustrie, Beuth-Verlag, (2001)
- /201/ Davis, P.M.; Giessler, K.P.:
Statusbericht über Ölferrleitungen in Westeuropa, Zusammenfassung der Schadensfälle 1999, CONCAWE Report Nr. 3/00, Brüssel, (2000)
- /202/ Berry, K.G.; Giessler, K.P.:
Performance of cross-country oil-pipelines in western europe, CONCAWE Report no. 3/99, Brüssel (1999)
- /203/ DIN VDE 31000 Teil 2:
Allgemeine Leitsätze für das sicherheitsgerichtete Gestalten technischer Erzeugnisse
- /204/ Knauf, G.; Hopkins, P.:
The EPRG guideline on the assessment of defects in transmission pipeline girth welds 3R international 35 (1996), S. 620 - 624
- /205/ Kiefner et al.:
Failure stress level of flaws in pressurized cylinders, ASTM-STP 536, (1973), S. 461-481

- /206/ BSI Standards PD 6493:
Guidance on methods for assessing the acceptability of flaws in fusion welded structures, (1991)
- /207/ Steiner, M.; Vogt, G.: Fatigue strength of SAW pipe under fluctuation internal pressure loads. 3R International 36 (1997) S. 610 - 612
- /208/ Vogt, G; Bramante, M.; Jones, D.G.; Koch, F.O.; Kügler, J.; Pero, H.; Re, G.:
EPRG-Report on toughness for crack arrest in gas transmission pipelines. 3R international 22 (1983) S. 98 - 105
- /209/ Re, G.; Pistone, V., Vogt, G., Demofonti, G.; Jones, D.D.:
EPRG-Recommendation for crack arrest toughness for high strength line pipe steels. 3R international 34 (1995) S. 607 - 611
- /210/ Brück, J.; Krämer, K.; Roth, S.:
Faseroptisches Sensorsystem zur Erkennung und Ortung von Kohlenwasserstoff-Leckagen; Technische Überwachung, Bd. 41 (2000) Nr. 11/12
- /211/ Reimer, B.:
Konzeption zur Ermittlung der Brandgefährdung; Technische Überwachung Bd. 42 Nr. 1/2 (2001) S. 27-33
- /212/ DGMK-Forschungsbericht Nr. 4563:
Studie zur Lebensdauerabschätzung von Mineralölföhrleitungen, (1980), Hamburg
- /213/ DGMK-Forschungsbericht Nr. 327:
Experimentelle und theoretische Untersuchungen zur Lebensdauerberechnung von Pipelines, (1985), Hamburg
- /214/ DGMK-Forschungsbericht Nr. 319:
Untersuchungen über die Vermeidung von Zusatzbeanspruchungen von Rohrleitungen in Bergsenkungsgebieten im Bereich von Fernstraßenkreuzungen, (1983), Hamburg
- /215/ DGMK-Forschungsbericht Nr. 495:
Beanspruchung von eingeeideten Röhrföhrleitungen durch Bergbaueinfluss, (1994), Hamburg
- /216/ Lees F.P.:
Loss Prevention in the Process Industries, Hazard Identifikation, Assessment and Control, Butterworths (1996)
- /217/ Jones, D.; Fearnough G.:
Natural Gas Transmission by Pipeline; 5th Int. Symp. Loss Prevention and Safety Promotion in the Process Industries, Paris (1986)
- /218/ TNO:
EFFECTS, Fire, explosion and dispersion models for accidental releases of hazardous materials, Vers. 2.1, Abeidoorn (1996)
- /219/ Taylor, J.R.:
Risk Analyses for Plant, Pipelines and Transport, Spon, London (1994)
- /220/ Arbeitsgruppe Flüssiggas-Tankanlagen
Rahmenbericht Flüssiggas-Tankanlagen, Basler und Hofmann, Zürich (1992)

- /221/ Badida, M.; Sinay, J.; Oravec, M.:
Anwendung der Mehrparameter-Methode zur Risikobeurteilung im Rahmen des
Risikomanagements; Technische Überwachung 4 (1999), S. 51-54
- /222/ Madjar, M.; von Rohr, Ph. R.:
Risikoanalyse verfahrenstechnischer Anlagen, vdf Hochschulverlag ETH Zürich, (1995)
- /223/ Kuhn, I.; Tschöpe, B.; Steinbach, J.:
Methodik zur Ermittlung von Sicherheits- und Umweltrisiken für einen pharmazeutischen
Entwicklungsstandort, Technische Überwachung, 11/12 (1999), S. 41-49
- /224/ Fendler, R.:
Rechtliche und technische Aspekte der Sicherheitskonzeption von Fern- und
Verbindungsleitungen zum Transport brennbarer Flüssigkeiten, Öko-Institut Darmstadt,
(1993)
- /225/ Marshall, V.C.:
Major Chemical Hazards, Ellis Harwood Ltd. (1987)
- /226/ Klug, W.R.:
8FEUEX - Handbuch zum Programm zur Berechnung von Explosionsdruck oder
Brandauswirkungen, Vers. 2.01 (1992) Markt
- /227/ Strohmeier, K.:
Leckanalyse bei Anwendung der Störfall-Verordnung. - In: Handbuch Leckage. Essen:
Vulkan-Verl., (1993), S. 5-8.

Verzeichnis der Abbildungen	Seite
Abbildung 1.1: Komplexität der Einflüsse auf die Sicherheit von Pipelinesystemen.....	2
Abbildung 1.2: Relative zeitliche Entwicklung des Gefährdungspotentials und des erforderlichen Sicherheitsniveaus bei Pipelineanlagen.....	3
Abbildung 1.3: Zusammenfassende Darstellung der Arbeitsschwerpunkte.....	7
Abbildung 1.4: Pipelinekomponenten und Rahmen der durchgeführten sicherheitstechnischen Untersuchungen.....	8
Abbildung 2.1: Informationskette bei einem Schadensfall.....	14
Abbildung 3.1: Spezifisches Grundmodell zur Gefährdungsbildung an Pipelineanlagen.....	16
Abbildung 3.2: Zu berücksichtigende Eigenschaften des Stoffsystems.....	17
Abbildung 3.3: Sicherheitsmaßnahmen in Abhängigkeit der Stoffeigenschaften	18
Abbildung 3.4: Einflußgrößen für das Auftreten mechanischer Fehler	22
Abbildung 3.5: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung externer Korrosionsschäden.....	24
Abbildung 3.6: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung interner Korrosionsschäden	24
Abbildung 3.7: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung von Schäden durch externe Einwirkungen	26
Abbildung 3.8: Druckstoßursachen.....	27
Abbildung 3.9: Einflußgrößen für die Entstehung betrieblicher Fehler.....	28
Abbildung 3.10: Wesentliche Einflüsse auf die Entstehung von Schäden durch Bodenbewegungen ..	29
Abbildung 4.1: Prinzipieller Ablaufplan einer Risikoanalyse an Pipelineanlagen	31
Abbildung 4.2: Ermittlung des Risikobereiches	32
Abbildung 4.3: Grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Risikoparameter	34
Abbildung 4.4: Risikobereiche für Pipelineabschnitte.....	45
Abbildung 4.5: Matrix zur Ermittlung des Risikobereiches	46
Abbildung 4.6: Ausflußrate als Funktion bei einem Totalbruch einer DN 1000 Gasleitung (60 bar).....	49
Abbildung 4.7: Wärmefluss eines Fackelbrandes nach einem Totalversagen für eine Gasleitung (DN 750, 70 bar).....	50
Abbildung 4.8: Letalität als Funktion der Expositionszeit für verschiedene Wärmeflüsse.....	48
Abbildung 5.1: Schematischer Risikoverlauf für einen Pipelineabschnitt	56

Abbildung 5.2:	Allgemeine Struktur eines Sicherheits-Schutz-Systems für verfahrenstechnische Anlagen	57
Abbildung 5.3:	Zusammenhang zwischen Belastung, Belastbarkeit und Hermetisierungspotential	58
Abbildung 5.4:	Grundprinzip der Sicherheitskonzeption für Pipelineanlagen	59
Abbildung 5.5:	Funktionsbezogene Struktur des Sicherheits-Schutz-Konzeptes der Pipelineanlage	60
Abbildung 5.6:	Struktur des Sicherheitskonzeptes	61
Abbildung 5.7:	Einflußgrößen und Maßnahmen zur Gewährleistung des Basissicherheit	63
Abbildung 5.8:	Einfluß des Auslegungsdruckes auf die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen gegen unzulässige Überdrücke	67
Abbildung 5.9:	Zusammenhang zwischen Prüfung und Lebensdauerabschätzung von Pipelinerohren	68
Abbildung 5.10:	Einflußgrößen und Maßnahmen zum Ausschluß unzulässiger Beanspruchungen	69
Abbildung 5.11:	Struktur des Schutzsystems für Rohrabschnitte	72
Abbildung 5.12:	Reduzierung des maximal möglichen Austrittsvolumens in Abhängigkeit der Anzahl der Trassenabsperrramaturen für unterschiedliche Nennweiten	73
Abbildung 6.1:	Struktur der Sicherheits- und Steuerungs-/Regelungssysteme	77
Abbildung 6.2:	Zuverlässigkeitslogische Struktur eines redundanten Sicherheitssystems von Pipelineanlagen	79
Abbildung 6.3:	Zeitlicher Verlauf der Überlebenswahrscheinlichkeit für verschiedene Systeme (schematisch)	80
Abbildung 6.4:	Effektivität der Redundanz bei verschiedenen Systemen (schematisch)	80
Abbildung 6.5:	Einbeziehung zuverlässigkeitsrelevanter Faktoren in die Modellentwicklung	81
Abbildung 6.6:	Zustandsgraph zur Ermittlung der Kenngröße Q_s	82
Abbildung 6.7:	$\Delta Q_s = f(\tau)$ für Systeme unterschiedlicher Forderungsraten ($\lambda_s = 0,5 \text{ 1/a}$)	85
Abbildung 6.8:	Verlauf von $Q_s(\tau)$ für das Sicherheitssystem in redundanter und einfacher Ausführung ($\lambda_p = 1,0 \text{ 1/a}$ $\lambda_s = 0,5 \text{ 1/a}$)	86
Abbildung 6.9:	Funktionsschema der Sicherheitssysteme zur Druckstoßabsicherung	87
Abbildung 6.10:	Zuverlässigkeitslogisches Schema des Sicherheitssystems zur Druckstoßabsicherung	88
Abbildung 6.11:	Zustandsgraph für das betrachtete Sicherheitssystem	88
Abbildung 7.1:	Datenstruktur für die Risikoanalyse	95

Abbildung 7.2: Ablaufplan zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen.....	98
Abbildung 7.3: Datenstruktur zur Zuverlässigkeitsanalyse.....	99

Verzeichnis der Tabellen	Seite
Tabelle 2.1: Prinzipien der Leckerkennung und Leckortung	13
Tabelle 3.1: Statistische Übersicht zu Schadensfällen am westeuropäischen Pipelinenetz	20
Tabelle 3.2: Statistische Auswertung von Korrosionsschäden an verfahrenstechnischen Anlagen	23
Tabelle 4.1: Risikoparameter "Externe Korrosion" ($L_{\text{ext. Korr.}}$).....	35
Tabelle 4.2: Risikoparameter "Interne Korrosion" ($L_{\text{int. Korr.}}$)	35
Tabelle 4.3: Risikoparameter "Einwirkungen Dritter" ($L_{\text{Einw. Dritter}}$).....	35
Tabelle 4.4: Risikoparameter "Bodenbewegungen" ($L_{\text{Bodenbew.}}$)	36
Tabelle 4.5: Risikoparameter "Mechanische Fehler" ($L_{\text{mechan. Fehler}}$).....	36
Tabelle 4.6: Risikoparameter "Betriebliche Fehler" ($L_{\text{betriebl. Fehler}}$)	37
Tabelle 4.7: Anteilige Versagensraten in Abhängigkeit der Gefährdungsquelle (statistische Auswertung 1971 - 2000	40
Tabelle 4.8: Kriterien zur Klassifizierung der Trassenabschnitte mit dem Parameter S_{Person}	43
Tabelle 4.9: Definition der Risikobereiche	46
Tabelle 4.10: Schwerpunkte der Untersuchungen an kritischen Leitungsabschnitten.....	47
Tabelle 4.11: Verteilung der Leckgröße [%] in Abhängigkeit der Unfallursache für Erdgasleitungen	48
Tabelle 4.12: Letalität in Abhängigkeit des Wärmeflusses.....	51
Tabelle 4.13: Gefährdungsradien für Feuerbälle und Fackelbrände.....	52
Tabelle 5.1: Vor- und Nachteile großer Wanddicken.....	65
Tabelle 5.2: Häufigkeit externer Störungen in Abhängigkeit der Verlegetiefe	70
Tabelle 5.3: Differenzierte Schutzstrategie bei Stoffemissionen	71
Tabelle 6.1: Zustandsbeschreibung des Sicherheitssystems	89
Tabelle 6.2: Ausfallraten der Elemente der Sicherheitseinrichtung	89
Tabelle 6.3: Werte für Q_s	90
Tabelle 7.1: Daten für die Bewertung der Risikoparameter zur Bestimmung der Leckageintrittswahrscheinlichkeit (beispielhaft)	96

Nomenklatur***Symbole***

Δ		Differenz
v		Schweißnahtzuschlag
τ	a	Inspektionsintervall
ρ	kg/m ³	Dichte
β		Parameter zur Charakterisierung der betroffenen Personen
λ_p	a ⁻¹	Forderungsrate des Sicherheitssystems
λ_s	a ⁻¹	Ausfallrate des Sicherheitssystems
λ_{si}	a ⁻¹	Ausfallrate des Elementes des Sicherheitssystems
ϕ		Parameter Schadensbegrenzung und -minimierung
η_{vi}		Wertigkeitsfaktor
σ_{zul}	N/mm ²	zul. Spannung
a	m/s	Schallgeschwindigkeit
BK		momentane lokale Belastbarkeit
BS		momentane lokale Belastung
c_1	mm	Zuschlag zur Berücksichtigung der Wanddickenunterschreitung
c_2	mm	Abnutzungszuschlag/Korrosionszuschlag
D	mm	Außendurchmesser
D	mm	Leitungsdurchmesser
f_v	d ⁻¹	Verkehrsfrequenz
K	N/mm ²	Werkstoffkennwert
K_p		Hermetisierungspotential
L		Risikoparameter zur Beurteilung der Leckageintrittswahrscheinlichkeit
l	km	Länge
M_g	kg	reagierende Gasmenge
n		Anzahl

N_τ		Zufallsgröße des Systemzustandes zum Zeitpunkt τ
P	a^{-1}	Eintrittswahrscheinlichkeit
p	bar	Druck
P		durchschnittliche Anzahl der betroffenen Personen
Q_s		Zuverlässigkeitskenngröße
r		Redundanzgrad
r	m	minimaler Abstand Schutzobjekt - Gefahrenstelle
R_f	m	Feuerballradius
r_i	a^{-1}	Überlebenswahrscheinlichkeit der Systemelemente
R_L	a^{-1}	Lastwechselzahl
R_{Leck}	a^{-1}	Leckagewahrscheinlichkeit
$R_{Leck/rel.}$		relative Leckagewahrscheinlichkeit
$R_{Leck/stat.}$	$[km a]^{-1}$	statistische Leckagewahrscheinlichkeit
R_n	$[km a]^{-1}$	anteilige Versagensrate
$R_p(t)$	a^{-1}	Wahrscheinlichkeit für den Eintritt einer Betriebsabweichung
$R_s(t)$	a^{-1}	Überlebenswahrscheinlichkeit
R_{Schad}		Risikoparameter Schadensauswirkungen
s	m, km	Ortsvariable/Länge
S_{Person}		Risikoparameter zur Beurteilung der Schadensauswirkungen auf Personen
s_R	mm	Rohrwanddicke
S_S		Sicherheitsfaktor
S_{Umwelt}		Risikoparameter zur Beurteilung der Schadensauswirkungen auf die Umwelt
T	h, a	Betriebszeit
t	h, a	Zeit
v	m/s	Geschwindigkeit
v_i		Bewertungsvariable

Indizes und Abkürzungen

Auschl.	sicherheitstechn. Ausschlussmaßnahmen
Betriebsführ.	Betriebsführung
DFÜ/FW	Datenferübertragung/Fernwirkeinrichtung
Gef.	Gefährdungszustand
i	innen
i	Laufvariable
instat.	instationär
j	Laufvariable
Leck	Leckagezustand
MAX	Maximum
MIN	Minimum
pass	passiv
Pipe	Pipeline
Schutz	Schutzebene
SPS	speicherprogrammierbare Steuerung
stat.	stationär

Anhang

- Anlage 1: Funktionsbeschreibung der technischen Maßnahmen zur Vermeidung von unzulässigen Beanspruchungen durch Druckstöße
- Anlage 2: Bewertung wesentlicher sicherheitstechnischer Analysemethoden
- Anlage 3: Übersicht über bemerkenswerte Schadensfälle bei Fernleitungsanlagen
- Anlage 4: Parameterbetrachtung zu Gleichungen (4.9) und (4.10)
- Anlage 5: Klassifizierung von Pipelineabschnitten in Risikobereiche am Beispiel einer konkreten Pipelineanlage
- Anlage 6: Sicherheitsflußschema und Zuordnung von Sicherheits- und Schutzprinzipien
- Anlage 7: Differenzialgleichungssysteme für den Zustandsgraph
- Anlage 8: Zusammenstellung der wesentlichen Daten zur Durchführung der Risikoanalyse

Anlage 1: Funktionsbeschreibung der technischen Maßnahmen zur Vermeidung von unzulässigen Beanspruchungen durch Druckstöße

1. druck-/differenzdruckabhängige Schiebersteuerung

Die Schließzeit von Absperrorganen ist in Verbindung mit der Reflexionszeit der Druckwelle ausschlaggebend für die Größe und den zeitlichen Aufbau eines Druckstoßes. Ein Druckanstieg beginnt bei einem Ventilschluß in der Regel erst, nachdem 70 bis 80 % des gesamten Schließweges durchlaufen sind. Wegen der aus Gründen der Austrittsmengenbegrenzung geforderten maximalen Gesamtschließzeit werden die ersten 70 bis 80 % des Schließweges möglichst schnell und die verbleibenden 20 bis 30% entsprechend der festgelegten Schließstrategie (z.B. verzögert) durchfahren und damit die Entstehung von Druckstößen minimiert. Die Veränderung der Schließcharakteristik von Absperrorganen kann somit auch ein geeignetes Mittel zur Optimierung der Dimensionierung der Leitung in bezug auf die Wanddicke darstellen.

Bei der druckabhängigen Schiebersteuerung wird der statische Druck in Fließrichtung gemessen. Erreicht dieser Druck bei schließendem Schieber einen vorgegebenen Grenzwert, wird der Schieberlauf gestoppt. Die Druckdifferenz, die zum Erreichen des Grenzwertes notwendig ist, hängt vom jeweiligen Betriebsdruck ab. Dies hat den Nachteil, daß bei stillstehender Leitung das Druckniveau abgesenkt werden muß, bevor die Schieber geschlossen werden können. Deshalb werden in der Praxis bevorzugt differenzdruckabhängige Schiebersicherungen eingesetzt, da in diesem Fall der Grenzwert unabhängig vom Betriebsdruck ist. Dabei wird die Druckdifferenz gemessen, die sich beim Schließen über den Schieber einstellt. Die Umsteuerung des Schiebers erfolgt bei Erreichen des eingestellten Grenzwertes.

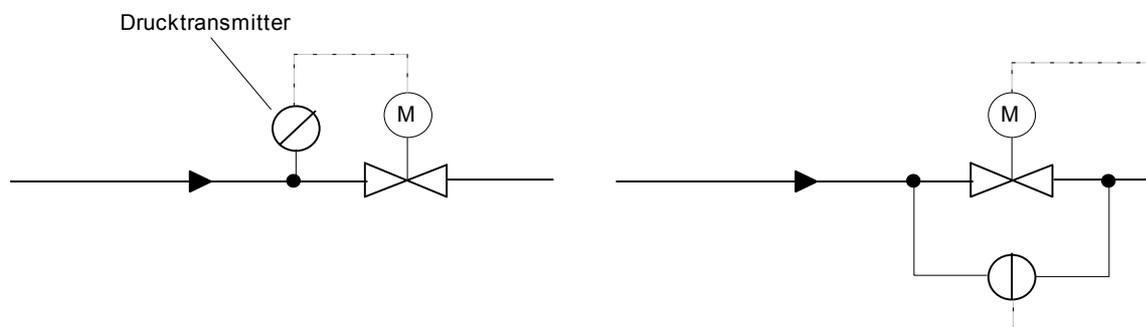


Abbildung A5.1: Druck- und differenzdruckabhängige Schiebersteuerung

2. Veränderung der Schließcharakteristik der Absperrorgane

Dieser Sicherheitsmaßnahme liegt das unter 1. erläuterte Prinzip zugrunde, mit dem Unterschied, daß die Schließzeit des Ventils um einen in der Regel unveränderlichen, auf Grundlage von Druckstoßberechnungen ermittelten Wert verzögert wird, oder die Schließcharakteristik der Absperrorgane so geändert wird, daß die Druckänderung in der Leitung innerhalb zulässiger Grenzen bleibt.

3. Fernabschaltung von Pumpen

Die Abschaltung von Pumpen führt zu einer Verzögerung der Fließgeschwindigkeit, die am Ausgang der Pumpstation eine Entlastungswelle (negativer Druckstoß) zur Folge hat. Diese Welle läuft mit Schallgeschwindigkeit stromabwärts. Durch die Wahl des Zeitpunktes der Abschaltung kann somit die Druckbelastung einer Leitung wesentlich beeinflusst und unzulässige Beanspruchungen ausgeschlossen werden. Entsteht durch Schließen einer

Trassenarmatur oder Ausfall einer Zwischenpumpstation eine Druckwelle, so wird die Gesamtbelastung durch die beim Abschalten der Pumpe erzeugte Entlastungswelle reduziert. Zur Realisierung dieser Sicherungsaufgabe stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- I. Fernabschaltung der Pumpen durch Endlagenschalter von Absperrorganen
- II. Fernabschaltung der Pumpen durch Grenzwertgeber für Druck oder Durchfluß

Bei der Endlagenabschaltung wird, sobald der Schieber seine Offenposition verläßt, ein Abschaltbefehl an die voranliegende Pumpstation gegeben. Je nach Laufzeit des Schiebers ist zwischen der Auslösung des Befehls und seiner Ausführung noch ein Zeitglied geschaltet, so daß die Möglichkeit der Umsteuerung des Schiebers gegeben ist, bevor die Leitung außer Betrieb geht. Die Endlagenabschaltung hat zwei Nachteile: Das Starten der Pumpen gegen geschlossenen Schieber ist nur möglich, wenn ein Überbrückungsglied vorgesehen ist. Weiterhin läßt sich damit nicht das Schließen von Regelventilen in Übergabestationen absichern.

Die Pumpenabschaltung über Grenzwertgeber für Druck oder Durchfluß besitzt diese Nachteile nicht, da die Abschaltung von einem auftretenden Druckstoß ausgelöst wird, wobei nur solche Druckstöße erfaßt werden, die ein Überschreiten des zulässigen Innendruckes zur Folge hätten.

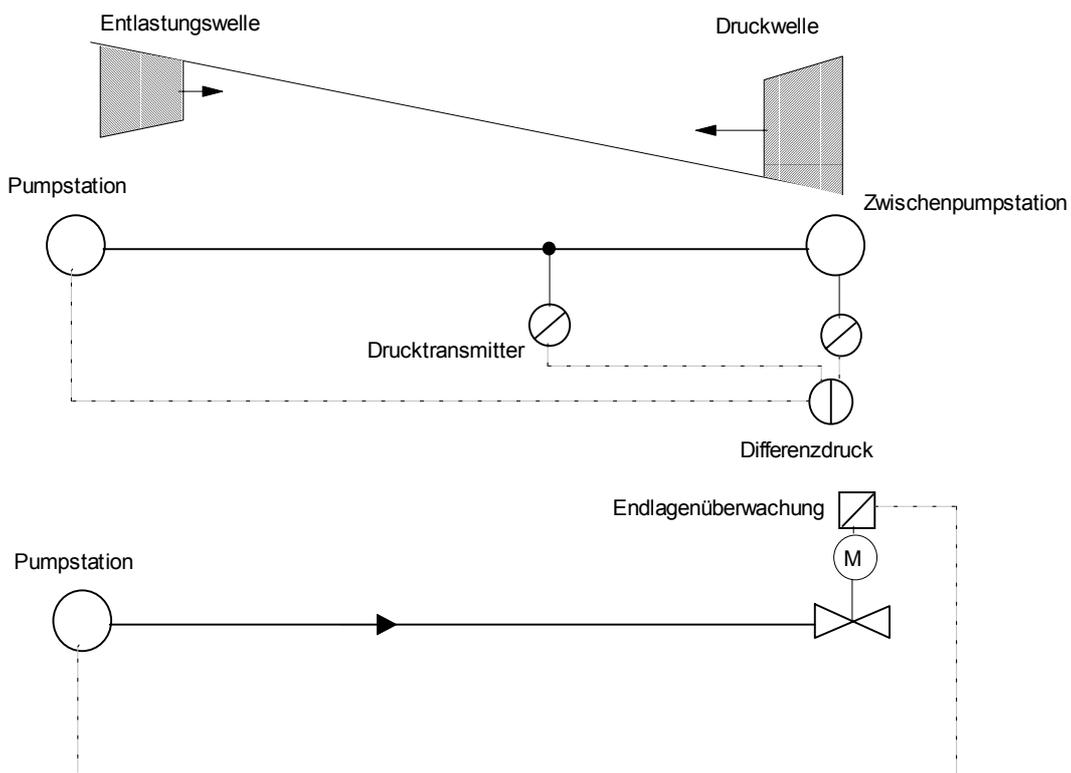


Abbildung A5.2: Prinzip Fernabschaltung von Pumpen

Anlage 2: Bewertung wesentlicher sicherheitstechnischer Analysemethoden

A: Methoden der chemischen Industrie /222/:

Methode	
CL (Check- Listen)	Merkliste derjenigen Punkte und Systemzustände, die analysiert werden müssen; Checklisten beinhalten über Jahrzehnte gesammelte Erfahrung in den jeweiligen Bereichen und werden häufig in Kombination mit anderen Methoden oder als vorbereitende Analysemethoden eingesetzt;
DOW-Index	Methode zur Berechnung des maximalen realistischen Schadens für Feuer- und Explosionsgefahren; Anhand von Indizes werden Gefahren und Auslöser des betrachteten Systems bewertet; Diese Methode wurde ursprünglich als Screening-Methode zur Prioritätensetzung entwickelt;
ESCIS-Methode (kombinierte What If- Checklisten)	Kombiniert das kreative „Brainstorming“ mit einer systematischen Frageliste; Für jeden Punkt der Checkliste werden die vorstellbaren Abweichungen ermittelt; Implizit werden hierbei ähnliche Fragewörter benutzt wie bei der HAZOP, z. B. kein/zuviel Stickstoff, zu hohe/zu tiefe Temperatur;
HAZOP (HAZard and OPerability Study)	Kombination eines Prozessparameters mit einem Leitwort; z. B. zuviel Druck im Behälter; Anlagen werden hierzu in einzelne Teilsysteme (bei Batch-Prozessen in einzelne Arbeitsschritte) unterteilt und die Auswirkungen, die durch Prozessabweichungen entstehen können, werden analysiert;
Safety Audits	Mit Hilfe von Stichwortlisten wird kontrolliert, ob gesetzliche Vorschriften und etablierte Sicherheitsstandards eingehalten werden; Safety Audits untersuchen sowohl führungsmäßige Aspekte (Organisation, Verantwortungen) als auch technische Aspekte (Aktivitäten, Anlagen, Bauten, Infrastruktur);
"What If"- Methode	Brainstormartiger Ansatz, der im Team durchgeführt wird; Ausgegangen wird von der Fragestellung „was kann passieren wenn ...?“;
ZHA (Zürich Hazard Analysis)	Aufbauend auf der PHA (P reliminary H azard A nalysis) wurde diese Methode von der Zürich-Versicherung weiterentwickelt; Mit Hilfe einer Gefahrenerkennungsliste werden die gefährlichen Zustände analysiert und die möglichen Auswirkungen bewertet; Diese Methode ist in der schweizerischen chemischen Industrie verbreitet;

B: Methoden zur Analyse anderer technischer Systeme /222/:

AEA (Action Error Analysis)	Methode zur Analyse der menschlichen Fehler; Für jeden Arbeitsschritt werden die möglichen Fehler und Abweichungen von der Arbeitsvorschrift analysiert und bewertet; Dies betrifft sowohl die Bedienung der Anlage, als auch die Testprozeduren und Unterhaltsfehler;
CCA (Cause Consequence Analysis)	Verknüpft Fehlerbaum und Ereignisbaum und wird zur Ermittlung der relevanten Unfallszenarien verwendet; Mit Hilfe des Fehlerbaumes werden die Fehler, die zu einem kritischen Ereignis führen können, analysiert, das Szenario wird mit dem Ereignisbaum modelliert;
ETA (Event Tree Analysis, Ereignisbaum-analyse)	Diese Methode geht davon aus, dass nach einem Anfangsereignis infolge zeitabhängiger physikalischer (dynamischer) Vorgänge Folgeereignisse auftreten, die wiederum Anlass zu weiteren Folgeereignissen geben; Die Ereignisabläufe werden graphisch dargestellt;
FMEA (Failure Mode and Effect Analysis)	Das zu betrachtende System wird in einzelne Komponenten unterteilt; Für jede Komponente werden systematisch die einzelnen Ausfallmodi und deren Auswirkungen auf das betrachtete System analysiert; Jede Komponente erhält ein separates Formblatt;
FTA (Fault Tree Analysis, Fehlerbaum-analyse)	Methode zur Systemmodellierung, wobei ausgehend von einem unerwünschten Ereignis die Eingangereignisse und Ereigniskombinationen, die zu diesem unerwünschten Ereignis führen können, modelliert werden; Die Verknüpfung erfolgt über „und“ sowie „oder“-Verbindungen;
HRA (Human Reliability Analysis)	Bewertet menschliche Fehlhandlungen, die zu einem Unfall führen können; Eine bestimmte menschliche Handlung wird in einzelne Schritte, die erfüllt werden müssen, unterteilt; Den einzelnen Teilschritten werden Erfolgs- bzw. Versagenswahrscheinlichkeiten zugeordnet;
PHA (Preliminary Hazard Analysis)	Methode, die generell gefährliche Materialien und Anlagenzustände betrachtet; Dabei werden Roh-, Zwischen-, und Endprodukte, Anlagenteile, Umgebung, Bedienungsaktivitäten und Kopplungen betrachtet;
THERP (Technique of Human Error Rate Prediction)	Eine Kombination der Action Error Analysis und der Human Reliability Analysis; Im ersten Schritt werden die interessierenden Systemfehler (Top-Ereignisse) definiert, im zweiten Schritt erfolgt eine Identifikation (und Quantifizierung) der zum Top-Ereignis beitragenden Fehlhandlungen;
WSA (Work Safety Analysis)	Die Arbeitssicherheit wird analysiert, indem bei jedem Arbeitsschritt Gefahren und auslösende Ereignisse gesucht und bewertet werden, die die Arbeitssicherheit (Verletzung der Mitarbeiter) beeinträchtigen können;

C: Spezielle Methoden:

Brand-Index	Anhand von Kennzahlen (Indizes) werden die Brandgefahren eines Gebäudes bewertet; Dabei wird einerseits das Gefahrenpotential (Brennbarkeit von Gebäude und Inhalt) und andererseits die Wahrscheinlichkeit bestimmt; Die Brandrisikozahl entsteht als Verknüpfung aus Gefahren und Wahrscheinlichkeit;
MORT (Management Oversight and Risk Tree)	Methode zur Analyse von Arbeitsunfällen; MORT berücksichtigt Managementeinflüsse, Umgebungseinflüsse, Änderungen im Design etc.; Es wird ein Risikobaum gebildet, der vom Managementsystem ausgehend die Unfälle (a posteriori) analysiert;
v.d.B.-Index (van der Brand-Index)	Risiken technischer Systeme werden anhand der in den Systemen vorhandenen Substanzen, deren Mengen sowie einzelner organisatorischer und technischer Maßnahmen klassiert, um die Risikoschwerpunkte einer ganzen Region ermitteln zu können; Ermittelt werden Risiken für die Bevölkerung, die sich infolge von Bränden, Explosionen und dem Austritt toxischer Substanzen ergeben können.
Brandge- fährdungs- analyse /211/	Es wird ein Brandgefährdungsgrad eines Objektes aus vier Bewertungsparametern ermittelt, deren Zahlenwerte aus verschiedenen Einflußgrößen abgeleitet werden können

Anlage 3: Übersicht über bemerkenswerte Schadensfälle bei Fernleitungsanlagen

A) Erdgasleitungen /38/

- **Juli 1967** **USA**
Rohrleitung: Transkontinentalpipeline Durchmesser 914 mm (36“), 50 bar
Ursache: Aufhängungsstelle im Stahl, verursacht bei der Rohrleitungs-Produktion
Wirkung: Bruch, Gasaustritt

- **09.09.1969** **Houston, Texas, USA**
Rohrleitung: Durchmesser 356 mm (14“), 53 bar, Baujahr 1941
Ursache: Versagen einer Schweißnaht durch Betrieb unter zu hohem Druck
Wirkung: Gasaustritt mit Zündung nach ca. 8 Minuten, 9 Verletzte, 13 Häuser zerstört, 106 beschädigt

- **10.04.1973** **Venndam, NL**
Rohrleitung: Durchmesser 1200 mm (48“), 60 bar
Ursache: Funken von einem elektrischen Kabel verursachte Leck in einer Gasleitung mit nachfolgender Zündung
Wirkung: 200 m hohe Stichflamme entsteht, 2 Mio. m³ Gas verbrennen

- **1973** **Coopersburg, Pennsylvania, USA**
Rohrleitung: Durchmesser 200 mm (8“)
Ursache: Bruch der Rohrleitung an schlechter Schweißnaht
Wirkung: Gasaustritt ohne Zündung

- **15.03.1974** **Farmington, New Mexico, USA**
Rohrleitung: Durchmesser 305 mm (12“), 34 bar,
Ursache: Sprödbruch an einer Schweißnaht
Wirkung: Stichflamme von über 100 m Höhe, 2,5 m Stück der Rohrleitung weggeschleudert, 3 m tiefer Krater

- **21.05.1974** **Meridian, Mississippi, USA**
Rohrleitung: Durchmesser 152 mm (6“)
Ursache: Wasserstoffinduzierte Spannungsriss-Korrosion, mangelhafter Unterhalt
Wirkung: Gasaustritt mit Zündung, 5 Personen wurden getötet, 1 verletzt

- **09.06.1974** **Bealeton, Virginia, USA**
Rohrleitung: Durchmesser 762 mm (30“), 50 bar
1957 gebaut, 8 mm Wandstärke
Ursache: Wasserstoffinduzierter Spannungsriss, der an einer Aufhängungsstelle entstanden war. Vermutlich ein Konstruktionsfehler. Durch einen Bruch trat Erdgas aus und wurde gezündet (Zündquelle unbekannt).
Wirkung: Rund 100 m hohe Flamme aus der Rohrleitung. Ein Krater von 40 x 10 x 2 m entstand, ein Gebiet von 200 x 120 m brannte ab. Weil zwei automatische Schieber versagten, dauerte der Gasaustritt sehr lange.

- **9.8.1976** ***Cartwright, Louisiana, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 510 mm (20“), 52 bar
Ursache: Die Leitung wurde bei Bauarbeiten durch Straßenplaniermaschine beschädigt. Die Lage der Rohrleitung war den Arbeitern nicht bekannt.
Wirkung: Gasaustritt mit Zündung. Durch die nachfolgende Explosion wurden 6 Personen getötet und 1 verletzt.

- **9.11.1977** ***Makelo, NL***
Rohrleitung: Durchmesser 457 mm (18“), 40 bar
Ursache: Rohrleitung bei Bauarbeiten beschädigt
Wirkung: Gasaustritt ohne Zündung

- **24.10.1978** ***Brookside Village, Texas, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 38“, 40 bar, 25 Jahre alt
Ursache: Materialversagen
Wirkung: 60 - 90 m großer Feuerball, Explosion und Druckwelle, Krater von 10 m Durchmesser, 5 Tote und 43 Verletzte im nahegelegenen Trailer Park

- **09.01.1979** ***Hamburg, Deutschland***
Rohrleitung: Durchmesser 400 mm, führt über eine Autobahnbrücke
Ursache: Materialversprödung durch sehr tiefe Temperaturen führte zu einem Riss mit Gasaustritt
Wirkung: Explosion des Gases, gezündet durch vorbeifahrendes Auto, 1 Person verletzt, Beschädigung der Brücke

- **26.02.1980** ***Brooks, Alabama, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 914 mm (36“), 65 bar, nahe einer Kompressoren-Station
Ursache: Technisches Versagen
Wirkung: Explosion der Leitung, Kompressoren-Station in 80 m Entfernung stark beschädigt, Kontroll-Gebäude in 200 m Entfernung zerstört; großer Sachschaden

- **18.08.1980** ***Rhenen, NL***
Rohrleitung: Durchmesser 457 mm (18“), 40 bar
Ursache: Beschädigung der Leitung durch Bauarbeiten
Wirkung: Gasaustritt ohne Zündung

- **01.10.1982** ***Pine Bluff, Arkansas USA***
Rohrleitung: Durchmesser 560 mm (22“), 19 bar
Ursache: Infolge defektem Abschlussorgan entstand bei Bauarbeiten ein Überdruck in einem Rohrleitungsstück.
Wirkung: Plötzliches Entweichen des Gases, Zündung mit Stichflamme. Kein anhaltender Brand, da die Gaszufuhr unterbrochen wurde. Brandfläche 20 x 30 m. 7 Arbeiter erlitten Verbrennungen.

- **04.11.1982** ***Hudson, Iowa, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 510 mm (20“), 57 bar
Ursache: Bei Grabarbeiten mit Drainagemaschine wurde eine Rohrleitung durchschlagen. Die freiwerdende Energie schleuderte das Rohr aus dem Boden.
Wirkung: Sofortige Zündung, ca. 30 Min. Brand, 5 Tote infolge Druckwelle und Brand, Kraterbildung 21 x 10 x 3 m

- **25.03.1984** *Erlangen, Deutschland*
 Rohrleitung: Durchmesser 711 mm (28“), 67 bar, 1 m tief
 Ursache: Mechanische Beschädigung als Folge der Verlegung einer zweiten Leitung führte zu einem Riss in der Rohroberfläche und zum Aufplatzen des Rohres. Zündquelle unbekannt
 Wirkung: 200 m hohe Fackelflamme, Kraterbildung von 20 Durchmesser, Brand eines Waldstückes (bis in 200 m Entfernung)

- **25.11.1984** *Jackson, Louisiana, USA*
 Rohrleitung: Durchmesser 756 mm (30“), 68 bar, Baujahr 1955
 Ursache: Fehlerhafte Reparatur führte zu einem Rohrbruch mit Gasaustritt
 Wirkung: Brand eines Gebietes von 430 m x 100 m
 5 Arbeiter wurden getötet, 23 Personen bis zu einem Abstand von 250 m verletzt

- **27.04.1985** *Beaumont, USA*
 Rohrleitung: Durchmesser 756 mm (30“), 67 bar
 Ursache: Korrosionsschäden in einem Doppelrohr (Straßenquerung) führten zu einem Rohrversagen mit Gasaustritt und nachfolgender Zündung.
 Wirkung: 10 m Rohrleitung wurde weggerissen, ein Krater von 30 x 12 x 4 m entstand. Ein Gebiet von 200 x 150 m wurde vom Brand betroffen. 5 Personen im Abstand von 100 m in einem Haus wurden getötet, 3 verletzt, großer Sachschaden.

- **21.02.1986** *Lancaster, USA*
 Rohrleitung: Durchmesser 756 mm (30“), 67 bar
 Ursache: Obwohl Korrosionsschäden bekannt waren, war der betroffene Leitungsabschnitt nicht erneuert worden. Bruch der Rohrleitung.
 Wirkung: Ca. 150 m der Rohrleitung wurden aus dem Boden gerissen und das austretende Gas zündete sofort. Durch den Brand wurde ein Gebiet von ca. 300 m Durchmesser betroffen. 2 Personen in 160 m Entfernung und 3 Personen in 80 m Entfernung wurden verletzt. 2 Häuser und 6 Autos brannten ab.

- **04.08.1993** *Seguin, Texas, USA*
 Rohrleitung: Überlandleitung mit 30“ Durchmesser
 Ursache: Gasaustritt, Ursache unbekannt
 Wirkung: Trotz Entzündung keine Verletzten

- **23.08.1993** *Valleyview, Alberta, Canada*
 Rohrleitung: 36“ Pipeline in Waldgebiet
 Ursache: unbekannt
 Wirkung: Brand von 7 acre Wald (ca. 2.8 ha)

- **28.08.1993** *Tejerias (Caracas), Venezuela*
 Rohrleitung: Gaspipeline 20“ Durchmesser, 5 m neben einer Autobahn
 Ursache: Bauarbeiter hatten mit einer schweren Baumaschine die Rohrleitung beschädigt, worauf es zu einer Explosion kam.
 Wirkung: Das austretende Erdgas entzündete sich augenblicklich auf einer Länge von 200 m. Die Stichflamme erreichte eine Höhe von 60 m. Der Störfall ereignete sich, als dichter Berufsverkehr auf der nahegelegenen Autobahn herrschte. Etwa 20 Autos und zwei Busse, die auf der Autobahn fuhren, fingen Feuer. Eine Tankstelle entzündete sich. Es gab insgesamt über 60 Tote und über 15 Verletzte.

- **23.11.1993** ***New Castle, Indiana, USA***
Rohrleitung: 30“ Pipeline in ländlichem Gebiet
Ursache: Leitung explodierte, vermutlich ausgelöst durch landwirtschaftliche Maschine
Wirkung: Keine Verletzten

- **15.02.1994** ***Maple Creek, Saskatchewan, Canada***
Rohrleitung: 42“ Pipeline (Baujahr 1982) in ländlichem Gebiet.
Ursache: Totalversagen, vermutlich durch Spannungsrisskorrosion
Wirkung: Nach Augenzeugenberichten entstand ein mehrere hundert Meter großer Feuerball. Sehr hoher Folgeschaden durch Versorgungsunterbruch, keine Verletzten.

- **24.03.1994** ***Edison, New Jersey, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 910 mm (36“), 47.6 bar, Überdeckung 2 m
Ursache: Der Bruch ist auf einen 40 mm langen Riss zurückzuführen. Seit dem Bau der Leitung wurden in nächster Nähe ein asphaltierter Parkplatz und ein Mehrfamilienhaus in ca. 30 m Entfernung gebaut. Die Beschädigung muss längere Zeit vor dem Unfall infolge der Bauarbeiten entstanden sein.
Wirkung: Bei der Explosion entstand ein 18 m tiefer und 40 m breiter Krater. Die Flammhöhe betrug ca. 150 m. 14 von 68 Wohnungen des Wohnblocks wurden beschädigt. 37 Personen wurden verletzt ca. 2000 Personen mussten evakuiert werden.

- **10.1994** ***Williamstown, Ontario, Kanada***
Rohrleitung: Durchmesser 219 mm (8“), Baujahr 1970
Ursache: Leitungsbruch durch Spannungsrisskorrosion
Wirkung: Ein Krater von ca. 10 m x 4 m entstand

- **09.02.1997** ***Kalama, USA***
Rohrleitung: Durchmesser 660 mm (26“), 51 bar, Waldgebiet, Baujahr 1956
Ursache: Leitungsbruch, vermutlich durch Erdverschiebung verursacht
Wirkung: Durch Zündung entstand ein Feuerball, der in eine 30 m Fackelflamme überging. Der Brand dauerte ca. 2 h, wobei ca. 1 - 2 ha Wald abbrannten. Die Parallelleitung in ca. 6 m Entfernung blieb unbeschadet.

- **09.02.1997** ***Everson, Washington USA***
Rohrleitung: Durchmesser 660 m (26“), 51 bar, in wenig bewohntem Gebiet, Baujahr 1956
Ursache: Leitungsbruch, vermutlich durch Erdverschiebung verursacht
Wirkung: Feuerball. Ein ca. 20 m langes Leitungsstück wurde weggesprengt. Drei Bruchstücke fand man in ca. 20 m Entfernung im Hügelgelände.

B) Rohöl-, Produkten- und Flüssiggaspipelines

Ereignisjahr	Pipelineart	Schadensausmaß	ermittelte Ursache
1966	Rohölleitung	Austritt von 100 m ³ Rohöl	Aufreißen einer fehlerhaft ausgeführten Schweißnaht durch einen Druckstoß infolge Schieberschluß
1972	Rohölleitung	Boden- und Gewässerverschmutzung durch Austritt von 800 m ³ Rohöl	Versagen eines fehlerhaften Krümmers (unzulässige Aufdachung)
1984	Rohölleitung	Austritt von 80 m ³ Rohöl	Erdbewegungen
1989	Rohölleitung	Austritt von 300 l Rohöl	Beschädigung durch Erdbohrer
1979	Rohölleitung	ausgetretenes Rohöl entzündete sich und tötete eine Person	unzulässiger Druckanstieg durch unbeabsichtigtes Schließen eines Schiebers
1976	Produktenleitung	ausgetretenes Dieselöl entzündete sich, 9 Tote und 14 Verletzte	Beschädigung durch Baufahrzeuge
1977	Rohölleitung	Explosion in einer Pumpstation, 1 Toter und 5 Verletzte	Fehlbedienung und unzureichende Sicherheitseinrichtungen
1980	Rohölleitung	Boden- und Gewässerverschmutzung durch an mehreren Stellen austretendes Rohöl	unzulässiger Druckanstieg durch automatisches Schließen eines Schiebers und Fehlbedienung
1981	Produktenleitung	ausgetretenes Dieselöl entzündete sich, 1 Toter	unzureichende Prüfung einer Pumpe und Verwendung nicht explosionsgeschützter elektrischer Einrichtungen
1983	Flüssiggasleitung	Entzündung des freigesetzten Gases, 6 Tote	Beschädigung durch Erdbohrer infolge fehlender Markierung
1998	Rohölleitung	Leckage in einer Pumpstation, Ausflussmenge: 30 m ³	Versagen einer Rohrleitungsverbindung
1998	Rohölleitung	Leitungsbruch durch einen Druckstoß, Ausflussmenge: 486 m ³	unbeabsichtigtes Schließen eines Absperrventils. Das Überdruck-Schutzsystem wurde verändert, so daß es unwirksam war.

1998	Rohölleitung	0.3 m ³ , Verunreinigung eines 200 m ² großen Areals aufgrund des sprayartigen Ausstromens des Öls.	Aufgrund einer Fehlfunktion eines Ventils konnte die Förderpumpe gegen einen geschlossenen Leitungsschnitt fahren. Durch den entstehenden Überdruck barst die Leitung an einer durch Außenkorrosion vorgeschädigten Stelle. Es war kein Überdruck-Schutz-System installiert.
1998	Rohölleitung	Das Leck mit einer Leckrate von 1 - 2 m ³ /h wurde erst nach einigen Tagen entdeckt. Ausflussmenge: 250 m ³	Leckage durch externe Korrosion. aggressive und korrosionsbegünstigende Umgebungsbedingungen infolge industrieller Belastungen des Bodens
1998	Rohölleitung	500 m ² Fläche wurden verunreinigt. Ausflussmenge: 340 m ³	Zerstörung einer Pipeline durch eine nicht genehmigte Grabung eines Landwirtes, dem das Vorhandensein der Pipeline bekannt war.
1998	Rohölleitung	600 m ² Fläche wurden durch das Öl-Spray verschmutzt. Austrittsmenge: 15 m ³	Beschädigung einer Pipeline durch einen Bagger bei Ausschachtarbeiten. Die Genehmigung des Pipeline-Betreibers lag vor.
1998	Rohölleitung	Austrittsmenge: 30 m ³	Wegen mangelnder Vorsicht wurden bei Baggerarbeiten eine Pipeline beschädigt. Der Trassenverlauf war gekennzeichnet und die Existenz dem Baggerführer bekannt.
1998	Rohölleitung	Austrittsmenge: 0.2 m ³	Bei Bohrarbeiten eines Wasserbauunternehmens wurde in eine Pipeline ein 5 mm Loch gebohrt.
1998	Rohölleitung	Austrittsmenge: 176 m ³	Beschädigung einer Pipeline während des Pflügens.

Anlage 4: Parameterbetrachtung zu Gleichungen (4.9) und (4.10)

A: Gleichung (4.9)

$$S_{\text{Person}} = f(P, \beta, r, \phi)$$

Es gelten folgende Abhängigkeiten:

$$P \uparrow \Rightarrow S_{\text{Person}} \uparrow$$

$$\beta \uparrow \Rightarrow S_{\text{Person}} \uparrow$$

$$r \uparrow \Rightarrow S_{\text{Person}} \downarrow \downarrow$$

$$\phi \uparrow \Rightarrow S_{\text{Person}} \uparrow$$

Des Weiteren wird eine logarithmische Abhängigkeit des Terms $(P \cdot \beta / r^2)$ angesetzt. Daraus resultiert folgender Zusammenhang:

$$S_{\text{Person}} = - \frac{\phi}{\log\left(\frac{P \cdot \beta}{r^2}\right)}$$

Geltungsbereich der Gleichung

$$30\text{m} \leq r \leq 500\text{m}$$

$$0,7 \leq \phi \leq 1$$

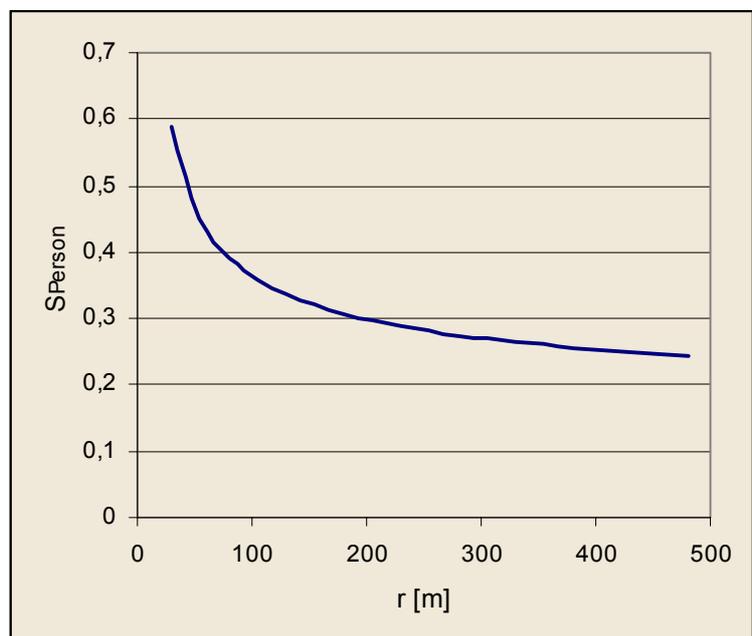
$$\rightarrow S_{\text{Person}} = 0,135 \dots 0,733$$

$$1 \leq P \leq 100$$

$$0,01 \leq \beta \leq 1$$

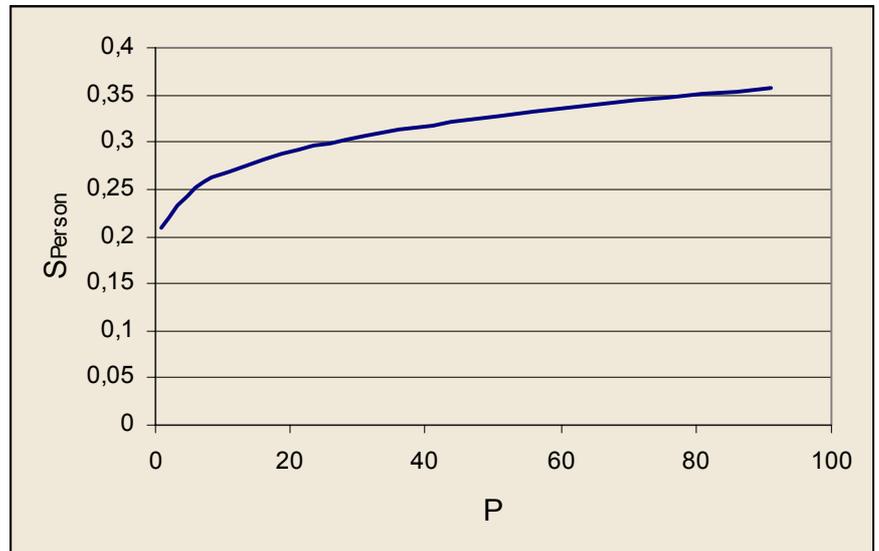
$$- S_{\text{Person}} = f(r)$$

$$\begin{aligned} \phi &= 1 \\ \beta &= 0,9 \\ P &= 20 \end{aligned}$$



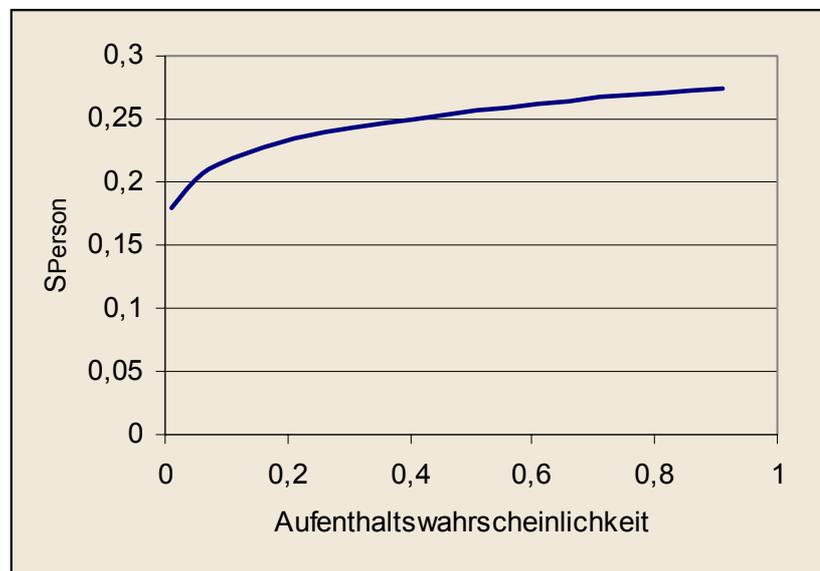
- $S_{\text{Person}} = f(P)$

$$\begin{aligned}\phi &= 1 \\ \beta &= 0,7 \\ r &= 200 \text{ m}\end{aligned}$$



- $S_{\text{Person}} = f(\beta)$

$$\begin{aligned}\phi &= 1 \\ r &= 200 \\ P &= 10\end{aligned}$$



B: Gleichung (4.10)

$$S_{\text{Person}} = f(f_v)$$

Es gilt:

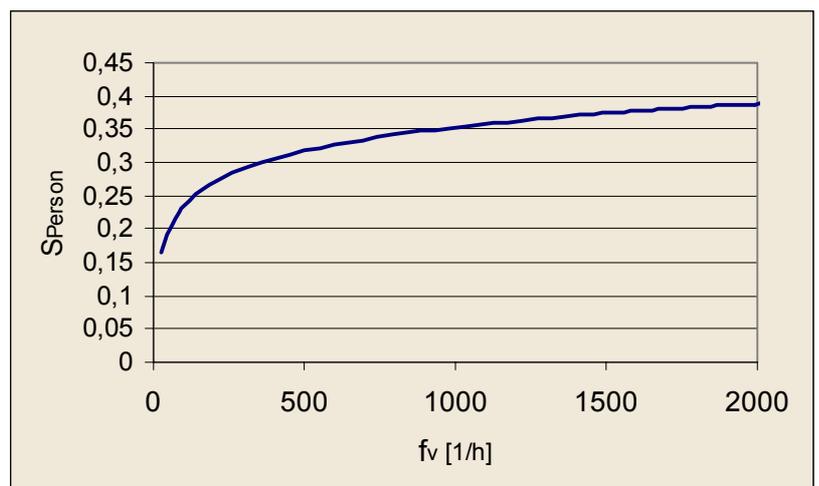
$$f_v \uparrow \Rightarrow S_{\text{Person}} \uparrow$$

Es wird gleichfalls eine logarithmische Abhängigkeit von f_v angesetzt. Der Faktor C dient der Anpassung der Werte für S_{Person} an die Werte der Gleichung (4.10) (Personengefährdung ab einer Verkehrsfrequenz von ca. 50 1/h $\rightarrow S_{\text{Person}} = 0,2$; kritische Verkehrsfrequenz ab $f_v = 1000$ 1/h $\rightarrow S_{\text{Person}} = 0,35$).

Geltungsbereich: $f_v > 0$

$$S_{\text{Person}} = \frac{\log(f_v)}{C} \quad C = 11,5$$

- $S_{\text{Person}} = f(f_v)$



Anlage 5: Klassifizierung von Pipelineabschnitten in Risikobereiche am Beispiel einer konkreten Pipelineanlage

Anmerkung: Für die Klassifizierung der Pipelineabschnitte standen neben der Kreuzungstabelle auch die Trassenführungspläne in Form von topographischen Karten im Maßstab 1:10000 zur Verfügung, die jedoch aus urheberrechtlichen Gründen nicht dieser Arbeit beigelegt werden können.

1. Anlagenbeschreibung:

- Nennweite: DN150
- Auslegungsdruck: 68 bar
- Leitungslänge: 50,79 km
- Leitungsvolumen: 984 m³
- Anzahl der Armaturenstationen: 7

1997 neu errichtete Anlage repräsentiert den fortgeschrittenen technischen und sicherheitstechnischen Stand

Fördermedien

Stoff	Styren	Butadien
Beschreibung	brennbare, farblose, mit Wasser mischbare Flüssigkeit Polymerisationsneigung	hochentzündliches, giftiges Flüssiggas, Polymerisationsneigung
Flammpunkt:	32 °C (AII nach VbF)	-85°C
Dichte (10°C, 20 bar):	916 kg/m ³	2,48 kg/m ³ (gasf.)
Zündtemperatur:	490 °C	415 °C
UEG:	1,1 Vol%	1,4 Vol%
OEG:	8,0 Vol%	16,3 Vol%
Dampfdruck (20 bar):	0,0073 bar	2,4 bar
Dampfdichte bez. auf Luft:	3,6	2,48
Explosionsgruppe	II A	II B
Temperaturklasse	T1	T2
Wassergefährdungsklasse	WGK 2	WGK 2

Betrachteter Pipelineabschnitt: Landkreis Weissenfels (TKM 16 bis 33) Leitungslänge 17km
 3 Absperrarmaturen: AS 49 (TKM 29,42)
 AS 50 (TKM 28,69)
 AS 51 (TKM 18,93)

Besonderheiten des Trassenverlaufes:

- Naturschutzgebiete werden möglichst umgangen (LSG Saale wird gequert)
- Weitestgehende Verlegung durch landwirtschaftlich genutzte Flächen
- Umgehung von Bergbaugebieten
- Saale, BAB 38 (geplant) und BAB 9 wird gekreuzt

2. Ermittlung von S_{Person} :

Betroffene Siedlungen

TKM	Siedlung in max 500 m Entfernung	minim. Entfernung r	betroffene Personen P	Aufenthalts-wahrsch. β	Schadens-min. ϕ	S_{Person}
18,5	Kaja	450 m	3-5 (Stallungen)	0,3	0,9	0,17
22,5	Röcken	300 m	10-12	0,7	0,9	0,26
27,4	Oeglitzsch	100 m	10-12	0,7	0,9	0,34
28,1	Schkortleben	400 m	5-8	0,7	0,9	0,2
28,7	Gniebendorf	80 m	2-5 (Stallungen)	0,3	0,9	0,25

Kreuzungen mit öffentlichen Verkehrswegen:

TKM	Kreuzung	Verkehrsfrequenz f_v [PKW/h]	S_{Person}
18,9	L 186	100	0,23
21,6	BAB 38	1100	0,35
22,3	Straße	20	0,15
22,9	Bahnlinie	/	0,2
22,9	B 87	600	0,33
23,6	Straße	30	0,17
26,3	BAB9	1250	0,36
28,8	K 2182	70	0,22
29,44	L 182	350	0,3
29,9	Straße	10	0,11
30,3	Bahnlinie	/	0,25
32,2	Straße	30	0,17
32,7	K 2170	150	0,26

3. Ermittlung von S_{Umwelt} :

TKM	Gebiet	S_{Umwelt}
17-19	LSG Saale	0,38
18	Kreuzung Gewässer II Ordnung + Bach	0,35
25,7	Kreuzung Gewässer II Ordnung	0,35
26,3	Kreuzung Gewässer II Ordnung	0,35
29,1	Kreuzung Saale	0,4

4. Ermittlung von R_{Leck} :

1. Unterteilung in Pipelineabschnitte

Es werden 1 km lange Pipelineabschnitte betrachtet, d.h. insgesamt 17 Abschnitte

2. Risikoparameter " Externe Korrosion"

Erläuterungen:

- generell normale Bodenverhältnisse (leicht korrosionsfördernder Boden) ($v_1 = 1$)

- Kreuzung mit Hochspannungsleitungen und Bahnleitungen bei TKM 30,3 und 32,5 (v1 = 2)
 - moderner kathodischer Korrosionsschutz nach Stand der Technik, Funktionsprüfung durchgeführt (v2=0)
 - Saalequerungen (TKM 29,12) durch Durchörterung -> Schäden am Äußeren Korrosionsschutz möglich (v3 = 1)
- ➔ Tabelle 1

3. Risikoparameter "Interne Korrosion"

Erläuterungen:

- Innenkorrosion tritt im vorliegendem Fall entsprechend den Produktspezifikationen nicht auf. Die zu transportierenden Medien Styren und Butadien sind wasserfrei. Gesonderte Schutzmaßnahmen sind nicht notwendig. Zyklisch durchgeführte Reinigungsmolchungen sichern die Korrosionsfreiheit.
- ➔ Tabelle 2

4. Risikoparameter "Externe Einwirkungen"

Erläuterungen:

- weitestgehend landwirtschaftlich genutzte Fläche
 - gefährdetes Gebiet bei der geplanten BAB 38
 - erhöhte Gefährdung in der Nähe zu Bebauungen
 - Verlegung und Design entspricht dem Stand der Technik (Neuanlage)
- ➔ Tabelle 3

5. Risikoparameter "Bodenbewegungen"

Erläuterungen:

- Umgehung von gefährdeten Gebieten
 - Kreuzungen mit Straßen und Bahnlinien erhöhen die Gefährdung
- ➔ Tabelle 4

6. Risikoparameter "Mechanische Fehler"

Erläuterungen:

- als neu zu verlegte Pipeline entspricht diese Anlage in allen Punkten dem Stand der Technik. Verlegung und Herstellung der Rohre wurde durch Sachverständige überwacht
- ➔ Tabelle 5

7. Risikoparameter "Betriebl. Fehler"

Erläuterungen:

- Überbeanspruchungen durch Druckstöße sind bei bestimmten Betriebsbedingungen möglich (v16 = 1), dennoch Stand der Technik hinsichtlich Automatisierungsgrad, Qualifikation Dokumentation usw.
 - Die Auslegung erfolgt auf max. Förderdruck nicht auf Druckstoßsicherheit; Sicherheitsfaktor = 1,6...2,0 -> v17 = 1
 - Sehr hoher Standart bei den sicherheitstechnischen Ausrüstungen (v18 = 0)
- ➔ Tabelle 6

Tabelle 1: Risikoparameter "Externe Korrosion" ($L_{\text{ext. Korr.}}$)

v1: Umgebungsbedingungen

v2: kathodischer Korrosionsschutz

v3: passiver Korrosionsschutz

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2
v2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
$L_{\text{ext.Korr}}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	0,4	0,2	0,4

Tabelle 2: Risikoparameter "Interne Korrosion" ($L_{\text{int. Korr.}}$)

v4: Korrosivität Fördermedium

v5: Betrieb und Design

v6: Spannungsrisskorrosion

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$L_{\text{int.Korr}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 3: Risikoparameter "Einwirkungen Dritter" ($L_{\text{Einw. Dritter.}}$)

v7: Umgebungsbedingungen

v8: Verlegung und Überwachung

v9: Design

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v7	0	0	2	0	1	3	2	1	1	1	0	2	2	1	1	1	1
v8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$L_{\text{Einw. Dritter}}$	0	0	1	0	0,5	1,5	1	0,5	0,5	0,5	0	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5

Tabelle 4: Risikoparameter "Bodenbewegungen" ($L_{\text{Bodenbew.}}$)

v10: Kreuzungen

v11: Umgebungsbedingungen

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v10	0	0	1	0	1	1	2	1	0	0	0	0	1	2	0	0	1
v11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$L_{\text{Bodenbeweg}}$	0	0	0,2	0	0,2	0,2	0,4	0,2	0	0	0	0	0,2	0,4	0	0	0,2

Tabelle 5: Risikoparameter "Mechanische Fehler" ($L_{\text{mech. Fehler}}$)

v12: Rohrqualität

v13: Verlegung

v14: Design

v15: Betrieb und Überwachung

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$L_{\text{int.Korr}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 6: Risikoparameter "betriebl. Fehler" ($L_{\text{betriebl. Fehler}}$)

v16: Betrieb und Verfahrensbedingungen

v17: Design/Auslegung

v18: Sicherheitsausrüstung

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
v16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
v17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
v18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$L_{\text{int.Korr}}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Tabelle 7: Leckageeintrittswahrscheinlichkeit R_{Leck}

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
$\frac{[R_{\text{Leck}}]}{1/a}$	$3,44 \cdot 10^{-5}$	$3,44 \cdot 10^{-5}$	$34,12 \cdot 10^{-5}$	$3,44 \cdot 10^{-5}$	$19,12 \cdot 10^{-5}$	$49,12 \cdot 10^{-5}$	$34,8 \cdot 10^{-5}$	$19,12 \cdot 10^{-5}$	$18,44 \cdot 10^{-5}$	$18,44 \cdot 10^{-5}$	$3,44 \cdot 10^{-5}$	$33,44 \cdot 10^{-5}$	$34,12 \cdot 10^{-5}$	$21,88 \cdot 10^{-5}$	$19,48 \cdot 10^{-5}$	$18,44 \cdot 10^{-5}$	$20,16 \cdot 10^{-5}$
$R_{\text{Leck.rel.}}$	0,059	0,059	0,593	0,059	0,332	0,854	0,605	0,332	0,320	0,320	0,059	0,581	0,593	0,380	0,338	0,320	0,350

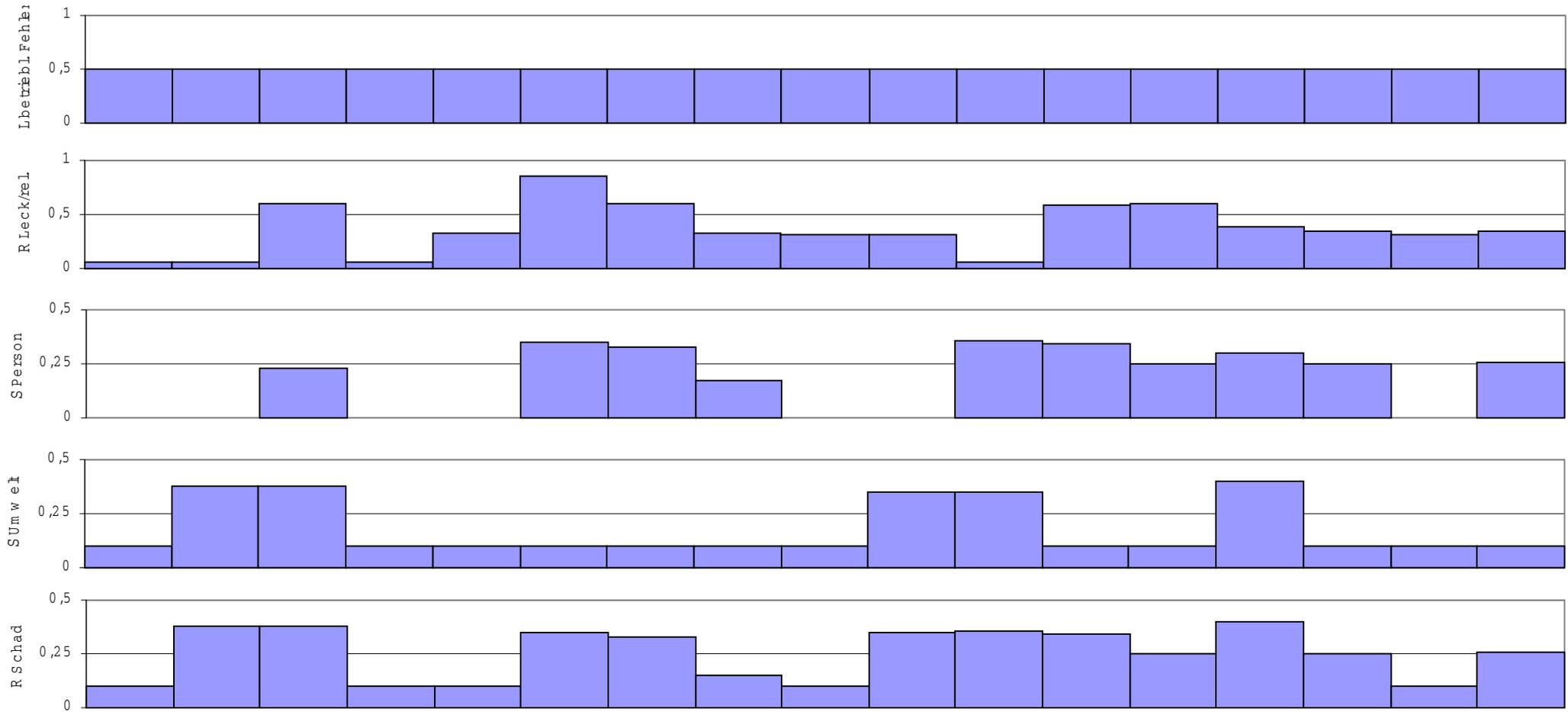
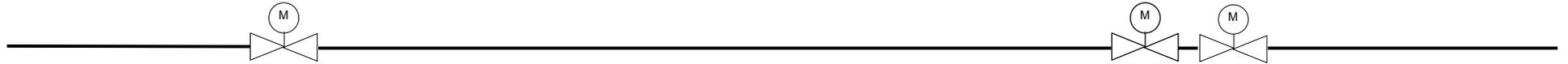
Tabelle 8: Risikoparameter S_{Person} , S_{Umwelt} und Schadensausmaß R_{Schad}

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
S_{Person}	0	0	0,23	0	0	0,35	0,33	0,17	0	0	0,36	0,34	0,25	0,3	0,25	0	0,26
S_{Umwelt}	0,1	0,38	0,38	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,35	0,35	0,1	0,1	0,4	0,1	0,1	0,1
R_{Schad}	0,1	0,38	0,38	0,1	0,1	0,35	0,33	0,15	0,1	0,35	0,36	0,34	0,25	0,4	0,25	0,1	0,26

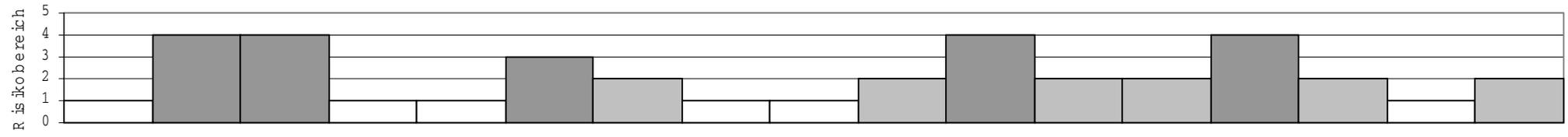
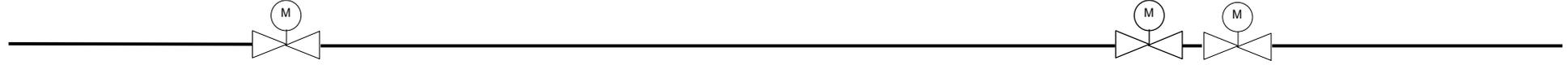
Tabelle 9: Risikobereich

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
Risikobereich	1	4	4	1	1	3	2	1	1	2	4	2	2	4	2	1	2

TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------



TKM	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------



5. Bewertung der Ergebnisse

Es sind insgesamt 5 Abschnitte in einen Risikobereich > 2 eingestuft worden (jedoch keiner in den Risikobereich 5). Generell maßgebend für dieses Ergebnis ist, daß es sich um eine neue Anlage handelt, die hinsichtlich Dimensionierung, Verlegung, Korrosionsschutz und sicherheitstechnischer Ausrüstung dem fortgeschrittenen Stand der Technik entspricht. Aus diesem Grund ist der Wert für die relative Leckageeintrittswahrscheinlichkeit bis auf eine Ausnahme unterhalb von 0,7. Nur im Bereich der geplanten BAB 38 erreichte R_{Leck} durch die mit der zu erwartenden Bautätigkeit verbundenen Gefahr externer Schädigungen der Pipeline einen Wert von 0,854.

Bestimmend für den Risikobereich sind jedoch vor allem die Trassenbedingungen, insbesondere Kreuzungen mit LSG, Gewässern (vor allem Saale [TKM29-30] und Verkehrswegen (hier vor allen BAB 9 sowie kurzfristig BAB 38), so dass in 5 Bereichen ein erhöhtes Risiko festzustellen ist:

TKM 17-18 und TKM 18-19: LSG Saale; Jedoch ein geringer Wert für die rel. Leckageeintrittswahrscheinlichkeit; zusätzl. Maßnahmen: erhöhter Sicherheitsbeiwert (2,0), Trassenkontrollen in verkürzten Abständen.

TKM 21-22: Kreuzungsbereich der geplanten BAB 38: Während der Bautätigkeit besondere Sicherungsmaßnahmen; Verlegung im Schutzrohr, erhöhter Sicherheitsfaktor (2,0)

TKM 26 -27: Gewässerkreuzung sowie Kreuzung der BAB 9: Verlegung im Schutzrohr, erhöhter Sicherheitsbeiwert (2,0) . geringer Wert für R_{Leck}

TKM 29 -30: Kreuzung Saale: Ausflußbegrenzung durch Installation von 2 Absperrarmaturen, erhöhter Sicherheitsbeiwert (2,0); Überprüfung des Korrosionsschutzes nach der Verlegung

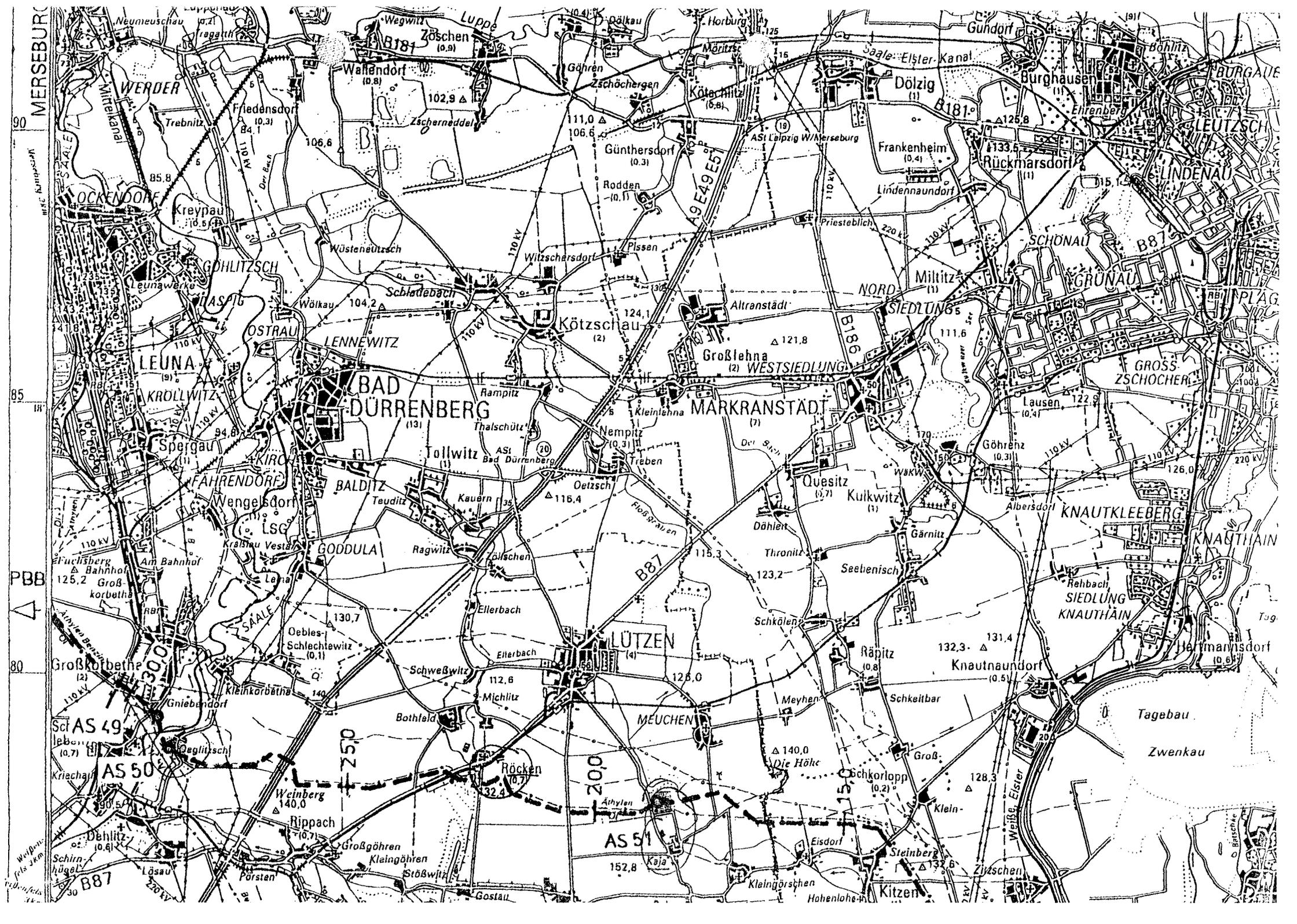
Anhand der Verläufe der einzelnen Risikoparameter lassen sich kritische Stellen ermitteln, so daß sich z.B. eine spezifisch angepaßte Überwachungs- und Prüfstrategie ableiten läßt. Des Weiteren wäre ggf. eine Auswirkungsbetrachtung bei der betroffenen Siedlung Oeglitzsch durchzuführen.

Anhang zu Anlage 5: Kreuzungstabelle

Land Sachsen-Anhalt
Landkreis Weißenfels

Nr.	Art	Trassenkilometer
629	Ethylen-Pipeline DN 400	17,18
	LSG „Saale“	17,43 16,91
	LSG „Saale“	19,02 17,75
621.1	Gewässer II. Ordn.	18,08
621	Bach „Floßgraben“	18,44
	Standort AS 51	18,93
620	L 184 Lützen - Kaja	18,98
	LSG „Saale“	19,02 17,75
619	Ethylen-Pipeline DN 400	19,08
618	L 189 Lützen - Starsiedel	20,63
6.17.11	BAB 38 in Bauvorbereitung	21,67
617	Straße Röcken - Gostau	22,38
615	Bahnlinie Plagwitz - Pörsten	22,93
614	B 87	22,95
613	Ortsverbindungsstraße	23,68
611.1	Gewässer II. Ordn.	25,74
611	Ethylen-Pipeline DN 400	25,90
609	BAB A 9	26,31
608.1	Gewässer II. Ordn.	26,31
607	Ethylen-Pipeline DN 400	26,70
604	Ethylen-Pipeline DN 400	28,13

Nr.	Art	Trassenkilometer
602	Kreisstraße 2182 Oeglitzsch - Dehlitz	28,54
	Standort AS 50	28,69
600	Fluß „Saale“	29,12
598.3	Ethylenpipeline DN 400	29,30
598.2	Rohölpipeline DN 500 a. B. (stillgelegt)	29,32
598.1	Benzin-Fernleitung (TV 18) (stillgelegt)	29,34
598	MIPRO-Leitung DN 400	29,36
	Standort AS 49	29,42
596	L 182 Großkorbetha - Weißenfels	29,44
595.3	MIPRO-Leitung DN 400	29,62
595.2	Benzin-Rohrleitung (stillgelegt)	29,63
595.1	Rohölpipeline DN 500 a. B.	29,68
595	Ortsverbindungsstraße Griebendorf	29,93
593	Ethylen-Pipeline DN 400	30,19
590	Bahnlinie Merseburg-Weißenfels	30,41
589	Straße parallel zur Bahn	30,35
588.1	Benzin-Rohrleitung (TV 18) (stillgelegt)	30,44
586	Rohölleitung DN 500 (stillgelegt)	31,94
586.1	Ortsverbindungsstraße	32,18
586.2	Ferngasleitung	31,61
586.2.1	Gasleitung	32,62
586.3	Kreisstraße 2170 Großkorbetha - Bäumchen	32,75



MERSEBUR

90

85

PBB

80

B87

Wippen
fr. Jkm
D. 1/10

30

Neumieschau (0,21)
ragath

WERDER
Trebnitz (84,1)
Friedensdorf (10,3)

OCKENDORF
Kreypau (10,5)

LEUNA
Krollwitz (9)

FAHRENDORF
Wengelsdorf

GROßKORBETHA
Sch. AS 49
Kriechau

GROßKORBETHA
Gniebendorf

AS 50
Döhlitz (0,6)

Rippach (0,7)
Weinberg (140,0)

Schirnhügel
Lössau
Pörstan

Waldendorf (0,8)

Wüsteneutzsch

Walkau (104,2)

LENNEWITZ

BAD DÜRRENBURG (13)

BALDITZ
Teuditz

GODDULA
Ellerbach

Bothfeld

Röcken (32,4)

Gostau

Zöschen (0,9)

Zschöcherger

Günthersdorf (0,3)

Kötzschau (2)

Tollwitz (1)

Ragwitz

Mühlitz

Stöbwitz

Klaingöhren

Stöbwitz

Luppe

Zschöcherger

Witzschersdorf

Plessen

Altranstädt

Thalschütz

Ellerbach

Schweßwitz

Die Höhe

Klaingörsthen

Dalkau

Göhren

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Möritzs

Kötzsch

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Horburg

Kötzsch

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

Witzschersdorf

125

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

116

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

115

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

113

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

110

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

110

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

110

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

110

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

110

111,0

106,6

124,1

115,3

123,2

125,0

128,0

140,0

152,8

Anlage 6 : Sicherheitsflußschema und Zuordnung von Sicherheits- und Schutzprinzipien

Die Darstellung im nachfolgend erarbeiteten Sicherheitsflußschema analysiert rationell die Sicherheits- und Schutzstrategie bei der sicherheitsgerichteten Gestaltung im Rahmen der verfahrenstechnischen Dokumentation bei der Anlagenprojektierung und ermöglicht es, die Struktur des Sicherheits-Schutzsystems sowie die angewandten Prinzipien von Anlagensystemen zu verdeutlichen. Betrachtet werden dabei die wesentlichen Anlagenkomponenten "Stationen" und "Rohrsystem". In folgender Tabelle sind die wichtigsten Sicherheits-Schutzmaßnahmen systematisiert dargestellt.

Rohrsystem:

Gefährdungswirkung:

- Stoffemission in die Umgebung
- Brand, Explosion, Intoxikation von Beschäftigten und Dritten
- Umwelt- und Sachschäden, Personenschäden (Dritte)

Symbol	Sicherheits-Schutzrealisierung	Prinzip
<i>Basissicherheit</i>		
①	Rohrauslegung: geeignete Werkstoffauswahl, leistungsgerechte Dimensionierung, interne Werstoffredundanz (Sicherheitsbeiwerte)	Hermetisierungs- prinzip
②	interner und externer Korrosionsschutz	Ausschließungs- prinzip
③	Zustandsfeststellung der Rohre und der Rohrverbindung durch Molchung und Prüfungen	Hermetisierungs- prinzip
④	Qualitätskontrolle bei Rohrherstellung und-verlegung	Hermetisierungs- prinzip
<i>sicherheitstechnische Ausschlußmaßnahmen</i>		
⑤	Druck- und Temperaturbegrenzung, Vermeidung unzulässiger statischer Überdrücke	Begrenzungs- prinzip
⑥	Vermeidung unzulässiger dynamischer Beanspruchungen (Druckstoßabsicherung)	Begrenzungs- prinzip
⑦	Schutz vor Einwirkungen Dritter	Ausschließungs- prinzip
⑧	Schutzrohrverlegung	Ausschließungs- prinzip

<i>Schutz bei Stoffaustritten</i>		
⑨	Ausflußbegrenzung durch absperrbare Leitungsabschnitte	Prinzip der kleinen Räume
⑩	Leckerkennung und -ortung	Gefährdungsprinzip
⑪	Schutzabstände	Zonen der Gefährdungswirkung
⑫	Maßnahmen der Alarm- und Einsatzplanung	Gefährdungsprinzip
⑬	Druckentlastung absperrbarer Leitungsabschnitte	Gerichtete Gefährdungswirkung

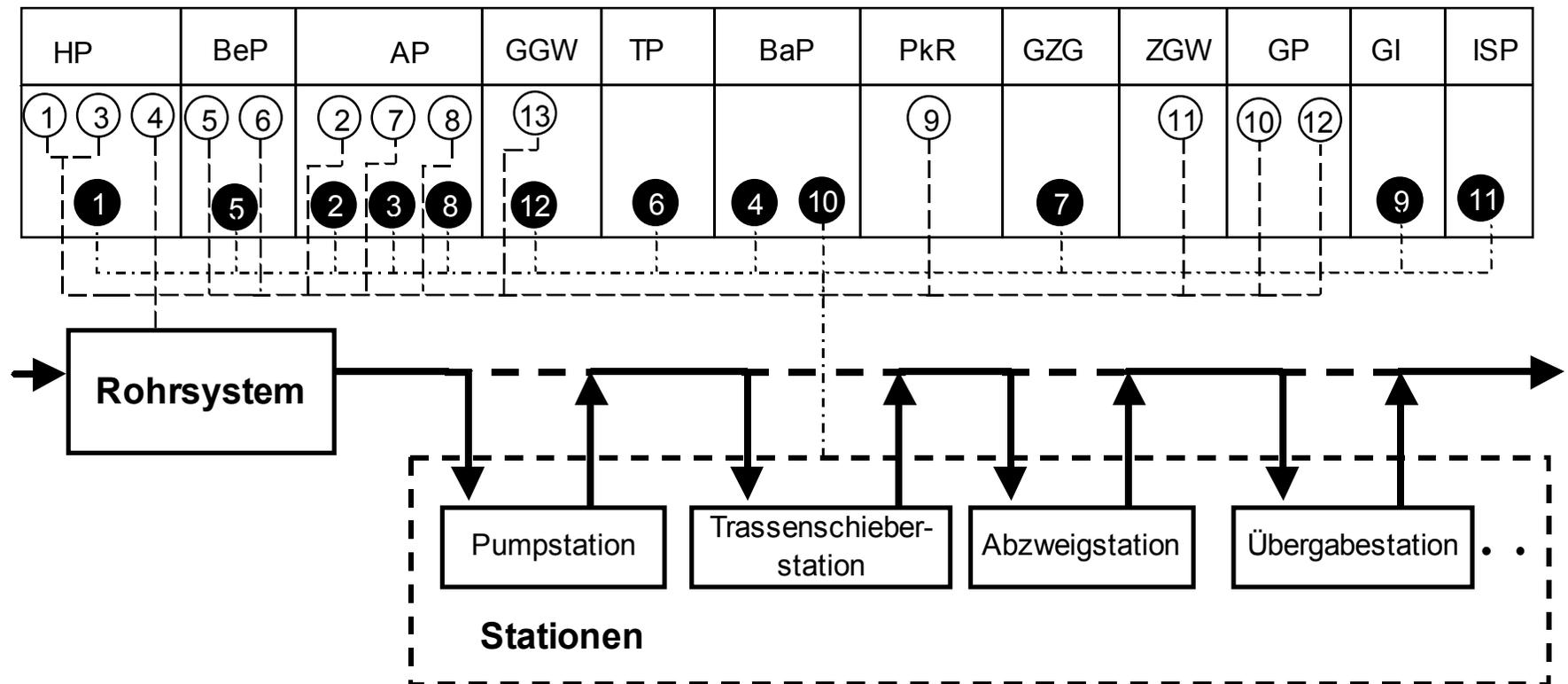
Stationen (Pump-, Übergabe-, Abzweig-, Trassenabsperrstationen)

Gefährdungswirkung:

- Stoffemission in Arbeitstätte
- Brand, Explosion, Intoxikation von Beschäftigten
- Sachschäden

Symbol	Sicherheits-Schutzrealisierung	Prinzip
<i>Basissicherheit</i>		
①	Zuverlässige Dichtheit der Armaturen und der Verbindungselemente	Hermetisierungsprinzip
<i>sicherheitstechnische Ausschlußmaßnahmen</i>		
②	Zutrittsschutz	Ausschließungsprinzip
③	Verriegelungen und Sicherheitsabsperrrichtungen gegenüber der Anlagenperipherie	Ausschließungsprinzip
<i>Schutzmaßnahmen bei Stoffaustritt; stationsbezogener Brand- und Explosionsschutz</i>		
④	Stationseinhausung	Barriereprinzip
⑤	technische Lüftungsmaßnahmen (sekundärer Ex.-Schutz)	Begrenzungsprinzip

6	Gaswarntechnik (primärer Ex.-Schutz)	Toleranzprinzip
7	Festlegung explosionsgefährdeter Bereiche	Gefährdungszonengraduierung
8	Installation geeigneter elektrischer Betriebsmittel (sekundärer Explosionsschutz)	Ausschließungsprinzip
9	stationäre Brandschutzanlagen	Gefährdungsinaktivierung
10	Auffangtassen	Barriereprinzip
11	persönliche Schutzausrüstung	Individualschutzprinzip
12	Gebäudedruckentlastung (tertiärer Explosionsschutz)	Gerichtete Gefährdungswirkung

Sicherheitsflußschema:

Definition der Prinzipien		
Prinzip	Abkürzung	Erläuterung
Hermetisierungsprinzip	HP	Zuverlässige Kapselung stofflicher Gefährdungspotentiale innerhalb einer Schutzhülle, Gewährleistung der Hermetisierungsfähigkeit über die gesamte Betriebszeit
Begrenzungsprinzip	BeP	Physikalische / chemische Kenngrößen werden unterhalb sicherheitstechnisch relevanter Grenzwerte gehalten
Ausschließungsprinzip	AP	akute Gefährdungselemente für den weiteren Aufbau einer logischen Gefährdungsstruktur werden ausgeschlossen
Gerichtete Gefährdungswirkung	GGW	gerichteter Masseauswurf, geführte Energieableitung
Toleranzprinzip	TP	Erfassung und Beherrschung sicherheitsrelevanter Parameter in Form differenzierter Schwell- und Grenzwerte
Barriereprinzip	BaP	Erweiterung der räumlichen Begrenzung der Gefährdungspotentiale durch zusätzliche konstruktive und bauliche Maßnahmen
Prinzip der kleinen Räume	PkR	Reduzierung des stofflichen und energetischen Gefahrenpotentials durch Unterteilung der Anlage in kleine Volumen
Gefährdungszonengraduierung	GZG	Einteilung gefährdeter Räume und Bereiche in Zonen
Zonen der Gefährdungswirkung	ZGW	Räumliche Einteilung des Wirkungsbereiches von Gefährdungen in Zonen auf der Grundlage der zu erwartenden Schadensintensität
Gefährdungsprinzip	GP	Rechtzeitige Erkennung und Begrenzung von Gefährdungsfolgen
Gefährdungsinaktivierung	GI	Einsatz von Brandlöschanlagen und Explosionsunterdrückungssystemen bei brennbaren Stoffen
Individualschutzprinzip	ISP	Einsatz individueller Körperschutzmittel zur Abwehr gesundheitsschädigender Einflüsse. (z. B. bei Inspektionen und Instandsetzungen)

Anlage 7: Differenzialgleichungssystem für den Zustandsgraph

$$\frac{dp_0}{dt} = -(\lambda_{s1} + \lambda_{s2} + \lambda_{s3} + \lambda_p) \cdot p_0(t)$$

$$\frac{dp_1}{dt} = \lambda_{s1} \cdot p_0(t) - (\lambda_{s2} + \lambda_p) \cdot p_1(t)$$

$$\frac{dp_2}{dt} = \lambda_{s2} \cdot p_0(t) - (\lambda_{s1} + \lambda_p) \cdot p_2(t)$$

$$\frac{dp_3}{dt} = \lambda_{s3} \cdot p_0(t) - (\lambda_{s1} + \lambda_{s2} + \lambda_p) \cdot p_3(t)$$

$$\frac{dp_4}{dt} = \lambda_{s1} \cdot p_2(t) + \lambda_{s2} \cdot p_1(t) - (\lambda_{s3} + \lambda_p) \cdot p_4(t)$$

$$\frac{dp_5}{dt} = \lambda_{s1} \cdot p_3(t) - (\lambda_{s2} + \lambda_p) \cdot p_5(t)$$

$$\frac{dp_6}{dt} = \lambda_{s2} \cdot p_3(t) - (\lambda_{s1} + \lambda_p) \cdot p_6(t)$$

$$\frac{dp_7}{dt} = \lambda_{s1} \cdot p_6(t) + \lambda_{s3} \cdot p_4(t) + \lambda_{s2} \cdot p_5(t) - \lambda_p \cdot p_7(t)$$

$$\frac{dp_8}{dt} = \lambda_p \cdot p_0(t)$$

$$\frac{dp_9}{dt} = \lambda_p \cdot p_1(t)$$

$$\frac{dp_{10}}{dt} = \lambda_p \cdot p_2(t)$$

$$\frac{dp_{11}}{dt} = \lambda_p \cdot p_3(t)$$

$$\frac{dp_{12}}{dt} = \lambda_p \cdot p_4(t)$$

$$\frac{dp_{13}}{dt} = \lambda_p \cdot p_5(t)$$

$$\frac{dp_{14}}{dt} = \lambda_p \cdot p_6(t)$$

$$\frac{dp_{15}}{dt} = \lambda_p \cdot p_7(t)$$

Anlage 8: Zusammenstellung wesentlicher Daten zur Durchführung der Risikoanalyse

Datengruppe	Auswahl wesentlicher Informationen
Umgebungsbezogene Daten zur Bestimmung der Leckeintrittswahrscheinlichkeit und der Schadensauswirkungen (trassenabschnittsweise Zuordnung, ggf. Angabe von Anfangs- und Endkoordinaten)	
Bodenbeschaffenheit	ph-Wert Bodentyp Feuchtigkeit Verdichtungswert
Flächennutzung	landwirtschaftliche Nutzungsintensität Brachland Bebauungen Anzahl der Personen
Nähe zu Bebauungen	Bevölkerungsdichte, Bebauungsdichte Entfernung der Fernleitung zur nächsten Ansiedlung Art und Nutzung der Bebauungen
Nähe und Kreuzungen von Verkehrswegen	Art des Verkehrsweges Verkehrsfrequenz max. Verkehrslast Entfernung vom Verkehrsweg
Durchquerungen besonderer Gebiete	Gebietsart/Schutzbedarf Durchquerungslänge
Gewässerquerungen	Querungsart Gewässertyp Querungslänge
Nähe zu Hochspannungsleitungen	Entfernung Länge bei Parallelverlegung
weitere trassenspezifische Besonderheiten	Art/Beschreibung wesentliche Daten
Systembezogene Daten zur Bestimmung der Leckeintrittswahrscheinlichkeit	
Auslegungsdaten	max. Förderdruck Auslegungsdruck maximale Druckstoßbeanspruchung Sicherheitsbeiwerte Wandstärke, Nenndurchmesser
Werkstoffkennwerte	Stahlsorte, Korrosionsbeständigkeit Festigkeitswerte (Streckgrenze, Kerbschlagarbeit), Schweißbeignung
Stoffeigenschaften	Aggregatzustand Dampfdruck Korrosivität/Abrasivität chemische Stabilität

Datengruppe	Auswahl wesentlicher Informationen
passiver Korrosionsschutz	Umhüllungstyp Umhüllungsstärke
hydraulisches Profil	Hoch- und Tiefpunkte im Trassenverlauf Druckverluste
sicherheitstechnische Ausrüstung	Art Zuverlässigkeitskennwerte
Inspektion	Prüfintervalle Instandhaltungsstrategie
Trasse	Verlegetiefe Trassenkennzeichnung
<i>für Altanlagen zusätzlich:</i>	
Zustand der Rohre	Alter Risse, Fehlstellen Korrosionsabtrag Schweißnahtfehler
Zustand der sicherheitstechnischen Ausrüstung	Prüfergebnisse Funktionstüchtigkeit Zuverlässigkeit
Zustand des Korrosionsschutzes	Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes (Messergebnisse) Zustand der Rohrumhüllung
<i>Systembezogene Daten zur Bestimmung des Schadensauswirkungen</i>	
Stoffeigenschaften	Brennbarkeit Toxizität Dichte Dampfdruck Aggregatzustand Explosionsgrenzen Zündenergie usw.
Leckerkennung und -ortung	erkennbare Leckraten Zuverlässigkeit und Genauigkeit Reaktion auf Meldungen
Ausflußbegrenzung	max. Ausflußmenge
Alarm- und Einsatzplanung	Zuständigkeiten Informationswege Möglichkeiten der Brandbekämpfung Möglichkeiten zur Begrenzung der Stoffausbreitung Alarmierungs- und Evakuierungsmöglichkeiten

Ehrenwörtliche Erklärung

Ich versichere, daß ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne unerlaubte Hilfe Dritter angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder inhaltlich aus Veröffentlichungen entnommen wurden, sind kenntlich gemacht.

Diese Arbeit lag in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vor und wurde bisher noch nicht veröffentlicht.

Halle (Saale), 23.04.2003

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. H. Schuster sowohl für die stets großzügig gewährte Hilfe und Unterstützung dieser Arbeit als auch für die über den Rahmen der wissenschaftlichen Betreuung hinausgehenden wertvollen Anregungen und Ratschläge.

Weiterhin möchte ich mich ab dieser Stelle bei folgenden Personen bedanken, ohne die das Gelingen der Arbeit in dieser Form nicht möglich gewesen wäre:

- Herrn Prof. Dr. B. Reimer von der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Herrn Prof. Dr. Ing. L. Friedel von der Technischen Universität Hamburg-Harburg und Herrn Prof. Dr.-Ing. K. Lorenz von der Hochschule Anhalt (FH) für die Unterstützung, die kritische Begleitung sowie die fachliche Beratung und Betreuung,
- Der Firma PI-T Pipeline Ingenieur-Team GmbH, Markkleeberg und der Firma MVL GmbH Schwedt für ihre Unterstützung,
- Meiner Frau Beate Przygodda und meiner Schwiegermutter Isolde Haber für die Durchsicht der Arbeit,
- Frau D. Vollmer vom Landesamt für Arbeitsschutz für ihre Unterstützung bei der Literaturbeschaffung.

Lebenslauf

Name: Jörg Przygodda

Wohnort: Kreuzbergstraße 77
06849 Dessau

Geburtsdatum: 12.12.1967

Geburtsort: Altenburg

Eltern: Holger Przygodda (Ingenieur)
Helga Przygodda (Gebrauchswerberin)

Familienstand: verheiratet/1 Kind

Schulbildung:

01.09.1974 – 31.08.1984 Polytechnische Oberschule Saalfeld

Berufsbildung:

01.09.1984 – 15.07.1987 Ausbildung zum Facharbeiter für chemische Produktion mit Abitur im damaligen VEB Chemiefaserkombinat Schwarza

16.07.1987 – 31.08.1987 Tätigkeit als Anlagenfahrer in einer Versuchsanlage im damaligen VEB Chemiefaserkombinat Schwarza

Studium:

01.09.1987 – 01.04.1992 Studium der Fachrichtung Anlagenbau an der Technischen Hochschule Köthen, Diplomarbeit bei der Hoechst AG zum Thema „Transiente Vorgänge im Behälter während einer plötzlichen Druckentlastung“

07.12.1992 – 30.09.1993 Postgraduales Studium Sicherheitstechnik an der TU Dresden

30.01.1999 – 27.04.1999 Ausbildung zum Europäischen Schweißfachingenieur an der Schweißtechnischen Lehr- und Versuchsanstalt Halle GmbH

Berufliche Tätigkeit:

seit 02.04.1992

Dezernent in der Abteilung Technische Sicherheit, Dezernat Sicherheitstechnik und Überwachungsbedürftige Anlagen des Landesamtes für Arbeitsschutz Sachsen-Anhalt, Aufgabenbereiche: Technischer Gefahrstoffschutz, drucktechnische Anlagen

Mitarbeit in Gremien:

Mitglied des Fachausschusses Druckbehälter, Unterausschuß „Gase“

Mitglied im Dechema/GVC -Arbeitsausschuß „Sicherheitsgerechtes Auslegen von Chemieapparaten“

Veröffentlichungen:

Sicherheitstechnische Bewertung von unter Druck stehenden Behältern und Reaktoren im Zusammenhang mit der Dimensionierung von Druckentlastungsquerschnitten, Tagungsbericht „Anwendung verfahrenstechnischer Methoden bei der Anwendung von Sicherheitsanalysen“, VDI Halle, (1992), S. 89 – 106

„Sicherheitstechnische MSR- und Prozeßleittechnik für verfahrenstechnische Anlagen“, Handbuch, Dessau, (1997)

"Betreiberpflichten zum Explosionsschutz"
Technische Überwachung 09/2000

"Methodisches Konzept für eine sicherheitstechnische Bewertung von Fernleitungssystemen", Vortrag DEHEMA/GVC-Arbeitsausschuß "Sicherheitsgerechtes Auslegen von Chemieapparaten" am 18. und 19. April 2002, Hamm