

Risicoanalyse aardgastransportleidingen

Door
M. Gielisse
M.T. Dröge
G.R. Kuik

Afdeling
DEI / TAM

Rapport
Risicoanalyse aardgastransportleidingen

Gereed
18 december 2008

Datum, versie
18 december 2008

Ons kenmerk
DEI 2008.R.0939

Status
Definitief

Inhoud

1 Inleiding	4
2 Risicoanalyse	5
2.1 Algemeen.....	5
2.2 PIPESAFE	6
2.3 Toetsingscriteria	6
2.3.1 Plaatsgebonden risico	6
2.3.2 Groepsrisico	6
3 Systeembeschrijving.....	7
3.1 Het gastransportsysteem van Gasunie	7
3.2 Leidingdata	7
3.2.1 Diameter	7
3.2.2 Druk	8
3.2.3 Staalsoort	8
3.2.4 Wanddikte	8
3.2.5 Ligging	8
3.3 Overige systeemdata.....	9
3.3.1 Aardgassamenstelling.....	9
3.3.2 Atmosferische condities	9
3.4 Populatiebestand	10
4 Faalscenario's	11
4.1 Algemeen.....	11
4.2 Faaloorzaken ondergrondse leidingen	11
4.2.1 External interference	11
4.2.2 Uitsluitingen faaloorzaken	11
4.3 Faalmodes ondergrondse leidingen.....	12
4.3.1 Breuk	12
4.3.2 Uitsluiting: lek in ondergrondse aardgasleidingen.....	12
4.4 Faalfrequentie aardgastransportleidingen.....	14
4.5 Correctiefactoren voor faalfrequenties	15
4.5.1 Grondroerdersregeling en actief rappel	15
4.5.2 Dalende trend in leidingbreuken	15
4.5.3 Totale reductie faalfrequentie	16
4.5.4 Correctie voor diepteligging.....	16
4.6 Ontsteking	16
4.6.1 Ontstekingstijdstip	16
4.6.2 Ontstekingskans	16
5 Effectberekeningen.....	18
5.1 Algemeen.....	18
5.2 Uitstroomberekeningen van falende gasleidingen	18
5.3 Warmtestraling	18
5.4 Letaliteit als gevolg van warmtestraling	18
5.5 Uitsluiting: overdruk.....	19

6 Risicoberekeningen.....	21
6.1 Algemeen.....	21
6.2 Plaatsgebonden risico	21
6.3 Groepsrisico	21
7 Referenties.....	22
Bijlage A Modelbeschrijvingen	24
A1 FFREQ	24
A2 BRAM /PBREAK	26
A3 CRISTAL	28
A4 CORROSION.....	30
A5 Referenties bijlage A	32
Bijlage B Invoerparameters PIPESAFE	34
B1 Invoerparameters	34
B2 Referenties bijlage B	36
Bijlage C Faalfrequenties	37
C1 Faalfrequenties RTL leidingen	37
C2 Faalfrequenties HTL leidingen	37

1 Inleiding

In de circulaire 'Zonering langs hogedruk aardgastransportleidingen' uit 1984 [1] geeft het Ministerie van VROM aan op welke wijze een verantwoorde zonering toegepast kan worden langs nieuwe tracés van aardgastransportleidingen en bij nieuwe ruimtelijke ontwikkelingen in de omgeving van bestaande aardgastransportleidingen.

De deterministische aanpak zoals die in de circulaire 1984 wordt toegepast sluit echter niet aan bij de veiligheidszonering gebaseerd op een risicobenadering, zoals die is vastgelegd voor andere vormen van transport [2] en voor inrichtingen [3]. Het Ministerie van VROM wil daarom deze risicobenadering ook gebruiken in de zonering van buisleidingen. De veiligheidszonering rond buisleidingen wordt gerelateerd aan niveaus van het zogenaamde plaatsgebonden risico. Tevens is een oriëntatiewaarde gesteld met betrekking tot het zogenaamde groepsrisico. Deze benadering zal in de toekomst verplicht worden gesteld door middel van een Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) voor buisleidingen, welke de circulaire uit 1984 naar verwachting zal vervangen. Daarnaast is door de internationale gasindustrie (inclusief Gasunie) sinds de tachtiger jaren uitgebreid en diepgaand (wetenschappelijk) onderzoek verricht naar de oorzaken en consequenties van het falen van aardgastransportleidingen. Dit heeft geleid tot inzichten die anders zijn dan de inzichten ten tijde van het verschijnen van de circulaire 1984.

Het onderliggende rapport beschrijft de methodologie waarmee risicoberekeningen van bestaande en nieuw op te richten aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie (hierna: Gasunie) op een verantwoorde wijze uitgevoerd kunnen worden. Deze methodologie wordt door VROM, RIVM en Gasunie gedragen [4][5] en is gebaseerd op de richtlijnen voor het uitvoeren van kwantitatieve risicoanalyses [6]. In de methodologie wordt gebruikgemaakt van modellen die naar aanleiding van het eerder genoemde onderzoek zijn opgesteld en waarover Gasunie intern beschikt.

In het rapport wordt eerst ingegaan op het uitvoeren van een algemene risicoanalyse en de daarin te ondernemen stappen. Deze stappen worden in de vervolghoofdstukken nader beschreven en in meer detail uitgewerkt met betrekking tot aardgastransportleidingen. Het rapport sluit af met een bijlage waarin een gedetailleerde beschrijving is opgenomen van de modellen, die Gasunie gebruikt om de risico's inzichtelijk te maken. In de bijlagen is tevens detailinformatie opgenomen die de rapporttekst ondersteunt.

Dit rapport is samengesteld uit de rapporten [7] en [8] en is complementair aan het rapport "Achtergronden bij de vervanging van zoneringafstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie" [12] van het RIVM.

2 Risicoanalyse

Risicoanalyse is een gestructureerde methodiek die het nemen van beslissingen op het gebied van risicobeheersing ondersteunt. Bovendien biedt risicoanalyse de mogelijkheid om aan te tonen dat mogelijke effecten, in combinatie met hun kans van optreden, op basis van geldende regelgeving acceptabel zijn. De commissie voor preventie van rampen heeft de te volgen methodiek in Nederland vastgelegd in de "Guidelines for Quantitative Risk Assessment" [6], ook wel aangeduid als het Paarse Boek. Gasunie heeft, met goedkeuring van het RIVM, op een aantal punten de invulling van de methodiek toegespitst op haar situatie. Dit komt met name tot uiting in de beschouwde faalscenario's en de te hanteren faalfrequenties, welke in de navolgende hoofdstukken nader worden uitgewerkt.

2.1 Algemeen

In het algemeen bestaat een risicoanalyse uit de volgende te onderscheiden stappen:

- 1) *Systeembeschrijving*. Hierbij is het niet alleen van belang dat het leidingtracé goed wordt beschreven, maar ook dat de omgeving van het tracé op een gedegen manier in kaart wordt gebracht. Met betrekking tot de veiligheidszoningering gaat het hierbij om de classificatie kwetsbaar / beperkt kwetsbaar (voor een definitie wordt verwezen naar [2] of [3]). Met betrekking tot het inzichtelijk maken van het groepsrisico gaat het om aanwezigheidsaantallen.
- 2) *Faalscenario's*. Het gaat hierbij om het falen van ondergrondse gasvoerende transportleidingen, waarbij sprake is van "Loss of Containment". Op basis van de faalmodes en -oorzaken, worden faalfrequenties afgeleid. Indien wordt afgeweken van de waarden zoals die zijn opgenomen in het Paarse Boek [6], is het vereist dat de gehanteerde frequenties goed worden onderbouwd.
- 3) *Effectberekeningen*. Door middel van de geïdentificeerde faalscenario's kan worden bepaald welke letale effecten er naar verwachting zullen ontstaan ten gevolge van uitstroom van gas en, bij ontsteking, explosie of brand.
- 4) *Risicoberekeningen*. Op basis van de berekende faalfrequenties en de effectberekeningen kan het plaatsgebonden risico (PR) en het groepsrisico (GR) worden bepaald. Hoewel de risicobenadering voor buisleidingen nog niet formeel van kracht is, zal de nieuwe AMvB Buisleidingen naar verwachting de volgende definities hanteren:

a. Plaatsgebonden risico

Het plaatsgebonden risico is gedefinieerd als de kans per jaar dat een onbeschermd persoon, die onafgebroken op dezelfde plaats verblijft, komt te overlijden als gevolg van een ongeval met een potentieel gevaarlijke bron. Het plaatsgebonden risico wordt weergegeven door middel van contouren met een gelijke risicowaarde op een kaart.

b. Groepsrisico

Het groepsrisico voor transport is gedefinieerd als de frequentie per jaar per kilometer route dat een groep van tenminste tien personen komt te overlijden als gevolg van een ongeval met een potentieel gevaarlijke bron. Het groepsrisico wordt weergegeven in een FN-curve, een dubbel logaritmische grafiek waarbij op de horizontale as het aantal doden (N) wordt gegeven en op de verticale as de cumulatieve frequentie (F) van tenminste N doden.

- 5) *Risicobeoordeling*. Op basis van het plaatsgebonden risico en het groepsrisico en de vastgestelde criteria voor deze risico's wordt beoordeeld of het berekende risico acceptabel is. Indien dit niet het geval is, moet het effect van risicobeperkende maatregelen worden bestudeerd.

De hierboven genoemde stappen worden in gelijknamige hoofdstukken nader toegelicht.

2.2 PIPESAFE

De berekeningen zoals gepresenteerd in dit rapport zijn gebaseerd op PIPESAFE, versie 2.14.0. PIPESAFE is een software pakket dat alle bekende informatie over risico's van specifiek aardgastransport bundelt. Het is ontwikkeld in een samenwerkingsproject van internationale gastransportbedrijven en is onder meer gevalideerd met experimenten op ware grootte.

De toepasbaarheid van PIPESAFE voor risicoberekeningen van aardgastransportleidingen is reeds eerder onderzocht in de studie "Vergelijking PIPESAFE versus SAFETI" [19]. De conclusie van deze studie was dat PIPESAFE, onder enkele randvoorwaarden, kan worden geaccepteerd als instrument om een kwantitatieve risicoanalyse uit te voeren voor aardgastransportleidingen [20].

PIPESAFE gebuikt een aantal modules om de verschillende aspecten van het risico te beschrijven (zie bijlage A). Een complete lijst met relevante invoerparameters en gebruikte waarden is opgenomen in bijlage B. Deze invoerparameters zijn afgestemd met het RIVM.

2.3 Toetsingscriteria

In de nieuwe AMvB Buisleidingen zullen toetsingscriteria voor zowel het plaatsgebonden risico als het groepsrisico worden opgenomen.

2.3.1 Plaatsgebonden risico

Het plaatsgebonden risico ter plaatse van (geprojecteerde) kwetsbare objecten dient lager te zijn dan 10^{-6} per jaar. Voor (geprojecteerde) beperkt kwetsbare objecten geldt het 10^{-6} criterium als richtwaarde. Het onderscheid tussen kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten wordt gemaakt om pragmatische redenen. Het is niet mogelijk en gaat voorbij aan andere belangen zoals vervoer en ruimtelijke ordening, om helemaal geen bestemmingen toe te laten binnen de 10^{-6} per jaar plaatsgebonden risicozone. Door het genoemde onderscheid wordt de kwetsbaarheid in de directe omgeving van risico opleverende activiteiten echter waar mogelijk beperkt (zie [2] en [3], waarin tevens lijsten zijn opgenomen met kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten).

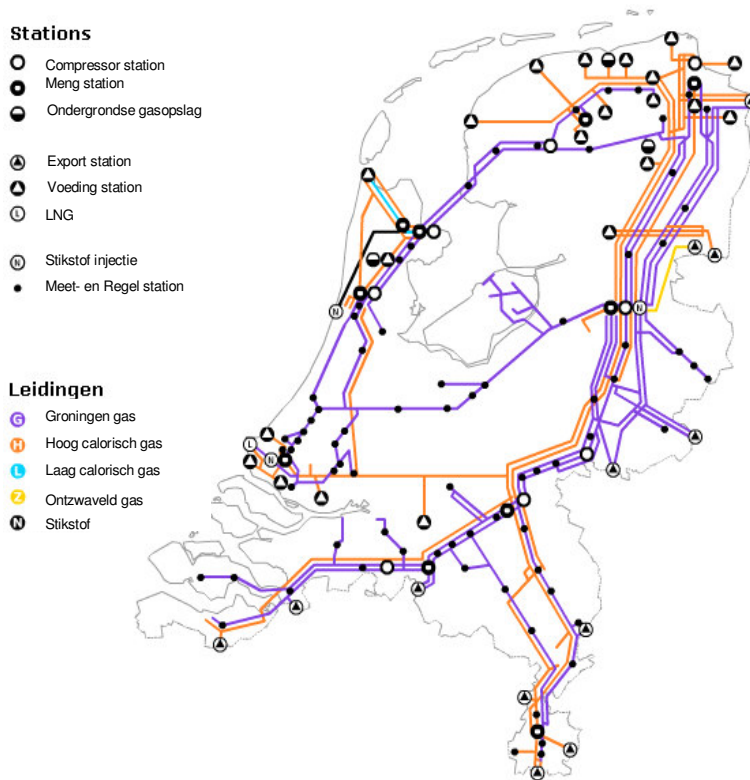
2.3.2 Groepsrisico

Voor het groepsrisico wordt niet een wettelijke norm zoals voor het plaatsgebonden risico gesteld, maar een zogenaamde oriëntatiewaarde. Deze oriëntatiewaarde luidt $F \cdot N^2 = 10^{-2}$ per jaar per km buisleiding. Het bevoegd gezag heeft de verantwoordingsplicht groepsrisico, hetgeen inhoudt dat naast een berekening van het groepsrisico het bevoegd gezag ook aspecten als bestrijding en beperking van de omvang van een eventuele ramp en zelfredzaamheid in haar afweging dient te betrekken. Het bevoegd gezag zal verplicht worden gesteld om op deelaspecten advies bij de brandweer in te winnen.

3 Systeembeschrijving

3.1 Het gastransportsysteem van Gasunie

Het aardgastransportsysteem van Gasunie bestaat in hoofdlijnen uit een hoofdtransportnet (ondergrondse leidingen met drukken vanaf 66 bar - HTL), een regionaal net (ondergrondse leidingen met drukken tot 40 bar - RTL) en inrichtingen. Gasunie onderscheidt een aantal installaties, te weten circa 1100 gasontvangststations (GOS), circa 75 meet- en regelstations (M&R), 10 mengstations (MS), 10 exportstations (ES) en 11 compressorstations (CS). Daarnaast heeft Gasunie de beschikking over een stikstofinstallatie en een LNG installatie die voor "peak-shaving" wordt gebruikt. Een geografisch overzicht is weergegeven in Figuur 1.



Figuur 1: Aardgastransportsysteem van Gasunie

In het Nederlandse gastransportsysteem wordt het door gashandelondernemingen geleverde gas via het hoofdtransportnet van Gasunie naar het distributiesysteem van het energiedistributiebedrijf geleid of rechtstreeks naar de industrie. De druk waarmee Gasunie het gas krijgt aangeleverd (66 bar tot 80 bar) wordt gaandeweg het transport gereduceerd tot een minimale druk van 8 bar.

3.2 Leidingdata

Om het risico te kunnen berekenen van aardgastransportleidingen is kennis noodzakelijk van ondermeer aspecten als diameter, druk, staalsoort, wanddikte, kerfslagwaarde en de 3-dimensionale geografische ligging.

3.2.1 Diameter

Het HTL net bestaat voor het overgrote deel uit leidingen met diameters die variëren van 18" (450 mm) tot 48" (1219 mm). De RTL leidingen hebben doorgaans een diameter die varieert tussen 4" (114 mm) en 16" (406 mm).

3.2.2 Druk

De leidingen in het Gasunie netwerk worden afhankelijk van hun functie (HTL of RTL) bedreven op een druk die varieert van 8 bar tot 80 bar. De druk in RTL leidingen is maximaal 40 bar. HTL leidingen worden bedreven op een druk variërend van ongeveer 50 bar tot 80 bar.

3.2.3 Staalsoort

Alle leidingen in het Gasunie netwerk zijn van koolstofstaal en ontworpen volgens de NEN 3650 norm [9]. Over het algemeen geldt dat leidingen vanaf 18" zijn gemaakt van staal­soort X60 of X70¹, terwijl leidingen kleiner dan 18" zijn gemaakt van staal­soort Grade B, hetgeen overeenkomt met X35.

Daarnaast zijn in het RTL-net een aantal oudere leidingen in gebruik van de fabrikant Stewarts & Lloyds (S&L). Deze leidingen hebben een lagere rekgrens (180 N/mm²) en worden bedreven op een druk van maximaal 25 bar.

3.2.4 Wanddikte

Bij het ontwerp van met name HTL leidingen speelt de ontwerpfactor een belangrijke rol. De ontwerpfactor geeft de verhouding aan tussen de gespecificeerde minimum rekgrens van de toegepaste staal­soort en de spanning die wordt veroorzaakt door de ontwerp­druk van de leiding. Er wordt voor het HTL gebruikgemaakt van vier standaard ontwerpfactoren, te weten: 0.72, 0.65, 0.55 en 0.45. Hoe kleiner de ontwerpfactor hoe groter de relatieve wanddikte. De wanddikte van de leidingen in het Gasunienet­werk varieert ongeveer van 4 mm tot en met 22 mm.

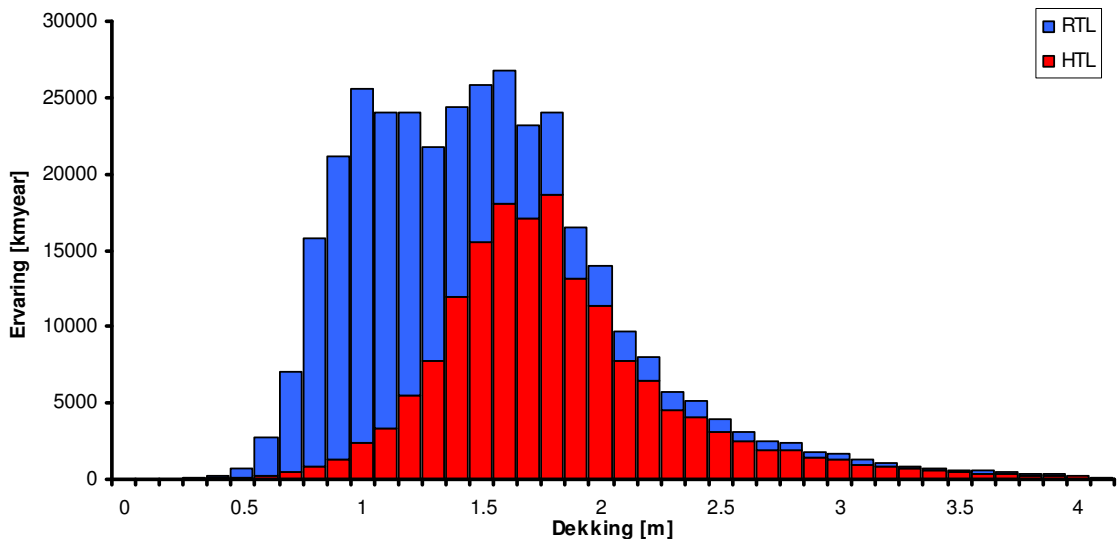
De ontwerpfactor van de RTL leidingen is 0.45 of lager. Dit is het gevolg van standaardisatie bij leidingfabrikanten.

3.2.5 Ligging

Aardgastransportleidingen liggen, op een enkele uitzondering na, ondergronds. De diepte waarop de leidingen liggen, ook wel dekking² genoemd, bedraagt gemiddeld 1.2 meter voor het RTL-net en 1.75 meter voor het HTL-net. Naast de dekking (zie Figuur 2) is de geografische ligging van belang. Om deze mee te kunnen nemen in de risicoanalyse moeten van de betreffende leiding de Rijksdriehoekscoördinaten van het tracé bekend zijn.

¹ X60 staat voor 60.000 psi en X70 voor 70.000 psi, hetgeen overeenkomt met een gespecificeerde minimum rekgrens van respectievelijk ongeveer 415 N/mm² en 480 N/mm².

² De dekking wordt gedefinieerd als de afstand van de bovenkant van de leiding tot aan het maaiveld.



Figuur 2: Ervaring (in km·jaar) per dekkingsinterval van RTL en HTL leidingen in de periode 1977 – 2007

3.3 Overige systeemdata

3.3.1 Aardgassamenstelling

Gasunie heeft in haar transportsysteem verschillende gaskwaliteiten. De belangrijkste is gas van “Groningen” kwaliteit (G-gas), dat haar naam te danken heeft aan het Slochterenveld. Echter, andere velden hebben gas van andere kwaliteit. Gassen met een hogere calorische waarde dan G-gas worden onder de categorie H-gas geschaard, terwijl gassen met een lagere calorische waarde dan G-gas onder de categorie L-gas worden geschaard. In risicoanalyses voor aardgastransportleidingen wordt altijd uitgegaan van H-gas waardoor de thermische effecten (zie sectie 5.3) licht overschat worden in gevallen waarbij in werkelijkheid gas met een lagere calorische waarde dan H-gas. De eigenschappen van H-gas zijn opgenomen in onderstaande tabel.

Tabel 1: Fysische eigenschappen H-gas

Parameter	Waarde
Dichtheid, kg/m ³	0.8168
Calorische onderwaarde, MJ/m ³	36.4275
Moleculaire massa, kg/kmol	18.2568
Stoichiometrische concentratie in lucht, mol%	9.668
Verhouding specifieke warmte	1.32
Kritische temperatuur, K	205.016
Kritische druk, bar	47.4
Onderste brandbaarheidsgrens, mol%	4.8695
Specifieke warmtecapaciteit, J/kg/K	2341

3.3.2 Atmosferische condities

Atmosferische gegevens die gebruikt worden in de in dit rapport beschreven methodologie komen uit CPR 18E [6]. Hierbij gaat het om parameters als buitentemperatuur (282 K), de luchtvochtigheid (83%), de luchtdruk (101510 Pa), windsnelheden op de locatie (1,5 m·s⁻¹; 3 m·s⁻¹; 5 m·s⁻¹ en 9 m·s⁻¹) en windrichtingen tezamen met de kans van optreden. Laatstgenoemde gegevens zijn voor elke locatie verschillend. In de risicoberekeningen wordt altijd gerekend met de dichtstbijzijnde windroos uit [6], tenzij anders aangegeven.

3.4 Populatiebestand

Naast het gedegen in kaart brengen van de leiding zelf, is het van gelijke relevantie om de omgeving van de leiding op een correcte wijze weer te geven. Het gaat daarbij om de populatie binnen het invloedsgebied van de leiding, welke wordt bepaald door de afstand waarop de $9,84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtecontour van de leiding ligt (zie ook sectie 6.3). Dit warmtestralingniveau komt bij een blootstellingduur van 20 seconden overeen met 1% letaliteit, wat het afkapcriterium is voor risicoberekeningen [6].

Naast de hoeveelheid aanwezigen moet inzicht worden verkregen in aanwezigheidsfracties, periode-indeling en eventueel mitigerende factoren (bijvoorbeeld het dragen van kleding). Hiervoor zijn aanwijzingen opgenomen in zowel het Paarse Boek [6] als de Handleiding Risicoberekeningen Bevi (HARI) [17]. Het wordt opgemerkt dat beide richtlijnen op dit punt enigszins verschillen. Een specifieke situatie kan echter aanleiding geven de in de richtlijnen opgenomen factoren te nuanceren.

4 Faalscenario's

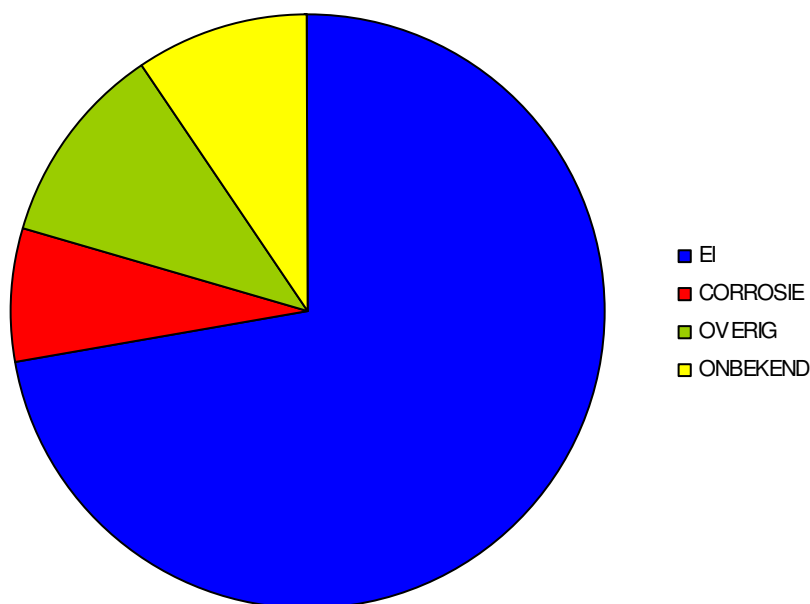
4.1 Algemeen

In de meeste gevallen leidt een beschadiging van de leidingwand niet tot falen. Doorgaans beperkt de schade zich bij gastransportleidingen tot een coatingbeschadiging, een deuk of een kras. Wanneer een schade is gemeld of later ontdekt is, wordt deze waar nodig gerepareerd. Er is echter wel een grens aan de maximale grootte van de beschadiging. Leidingen worden weliswaar zo ontworpen dat het staal voldoende taai is om het openscheuren over grote lengte te voorkomen, maar boven een bepaalde beschadigingafmeting ontwikkelt de beschadiging zich tot een breuk. Dit omslagpunt hangt onder meer af van de inwendige druk, de rekgrens van de gebruikte staalsoort en de diameter en wanddikte van de leiding (zie ook bijlage A1).

4.2 Faaloorzaken ondergrondse leidingen

4.2.1 External interference

Uit Figuur 3 is af te leiden dat de risico's van aardgastransportleidingen voornamelijk worden bepaald door leidingbeschadiging door derden, ook wel aangeduid als 'external interference' (EI). Bovendien zijn alle breuken, die in de periode 1977 – 2007 zijn gerapporteerd, het gevolg van external interference. In risicoanalyses voor aardgastransportleidingen van Gasunie wordt daarom gerekend met EI als enige faaloorzaak. De motivatie om andere faaloorzaken uit te sluiten wordt gegeven in de navolgende secties.



Figuur 3: Verdeling oorzaken leidingbeschadigingen aardgastransportleidingen Gasunie in de periode 1977-2007

4.2.2 Uitsluitingen faaloorzaken

In risicoanalyses met betrekking tot aardgastransportleidingen wordt een aantal faaloorzaken buiten beschouwing gelaten.

4.2.2.1. Interne corrosie

Aanwezigheid van water is de belangrijkste parameter voor het optreden van corrosie. Aangezien Gasunie behandeld (en daarmee droog) aardgas transporteert, wordt er geen rekening gehouden met interne corrosie.

4.2.2.2. Externe corrosie

Op basis van reële parameters per leidingsegment is voor het huidige leidingnet van Gasunie (status begin 2007) per segment de breukfrequentie als gevolg van externe corrosie berekend met de module CORROSION (zie bijlage, sectie A5). Daarbij wordt uitgegaan van een met koolteer beklede leiding en een leidingleeftijd van 50 jaar. Uit de berekening volgt, gesommeerd over het hele leidingnet, een voorspeld aantal breuken per jaar van 0,01 als gevolg van externe corrosie.

De leidingen worden bekleed met koolteer en voorzien van kathodische bescherming om externe corrosie tegen te gaan. Additioneel worden leidingen periodiek geïnspecteerd door middel van pigging en coatingsurveys. Op basis van de resultaten wordt het inspectieprogramma voortdurend gevalideerd en verbeterd en worden herinspectietermijnen bepaald. Door dit zorgsysteem wordt het ontstaan van corrosie in een dusdanig vroeg stadium onderkend dat tijdig ingrijpen mogelijk is. Daardoor wordt het niet aannemelijk geacht dat een leiding zal breken ten gevolge van externe corrosie. Het ministerie van VROM heeft daarom besloten dat ook externe corrosie als breukoorzaak niet hoeft worden meegenomen in de risicoberekeningen voor aardgastransportleidingen van Gasunie.

4.2.2.3. Overige faaloorzaken

Ook materiaal- en constructiefouten, vermoeiing, stress corrosion cracking (SCC)³ en aardverschuivingen zijn mogelijke oorzaken van falen. De laatste twee faaloorzaken zijn in Nederland tot nu toe niet waargenomen. Ook worden aardgastransportleidingen in Nederland door het beperkte drukverschil in de leidingen niet sterk cyclisch belast zodat het falen van een leiding ten gevolge van vermoeiing tevens kan worden uitgesloten als faaloorzaak. Daarnaast worden de leidingen voor ingebruikname hydrostatisch beproefd, zodat de kans op constructie- en materiaalfouten nihil kan worden geacht.

4.3 Faalmodes ondergrondse leidingen

4.3.1 Breuk

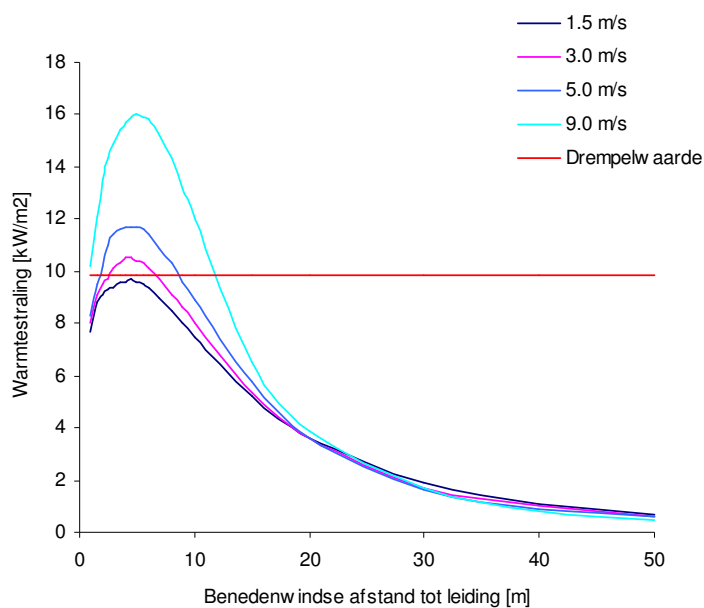
Mocht een breuk ontstaan dan treedt een fysische explosie op als gevolg van de hoge druk van het gas dat plotseling vrijkomt. Door deze explosie ontstaat een krater die vervolgens door het, uit beide leidinguiteinden, uitstromende gas verder erodeert. Het uitstromende gas zal de ontstane krater vervolgens in verticale richting verlaten.

4.3.2 Uitsluiting: lek in ondergrondse aardgasleidingen

In de richtlijnen [6] is opgenomen dat voor een ondergrondse buisleiding gerekend moet worden met een tweetal faalmodes: lekken en breuken. Bovendien is gespecificeerd dat een lek in een dergelijke leiding gemodelleerd dient te worden als een rond gat met een gatgrootte van 20 mm. Hoewel de frequentie van falen als lek groter is dan de breukfrequentie, is de uitstroom, en daarmee het warmtestralingsprofiel, verwaarloosbaar klein ten opzichte van de uitstroom behorend bij een breuk.

³ SCC is scheurvorming ten gevolge van de combinatie van een trekspanning in het materiaal en een corrosief milieu [21].

Ter illustratie zijn in Figuur 4 de benedenwindse warmtestralingprofielen weergegeven voor een lek van 20 mm in een 80 bar leiding behorend bij de in [6] gespecificeerde windsnelheden van 1.5 m/s, 3 m/s, 5 m/s en 9 m/s. De profielen zijn bepaald met behulp van PIPESAFE.

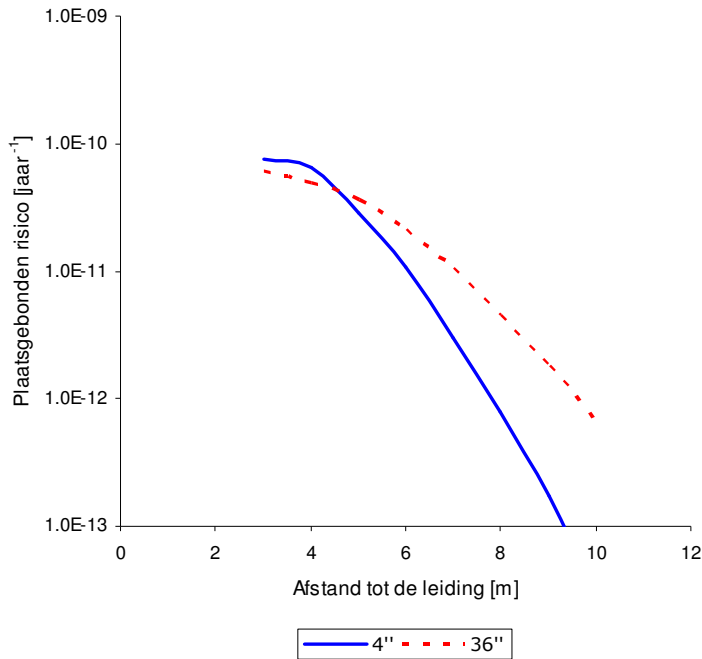


Figuur 4: Benedenwindse warmtestralingprofielen bij een lek van 20 mm in een 80 bar leiding en windsnelheden van 1.5 m/s, 3 m/s, 5 m/s en 9 m/s

Uit bovenstaande figuur is af te leiden dat de benedenwindse warmtestralingprofielen behorend bij 1.5, 3, 5 en 9 m/s de drempelwaarde van $9.84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ weliswaar overschrijden⁴, maar vanaf een afstand van ongeveer 15 meter van het lek onder de in [3] gespecificeerde drempelwaarde blijven.

Gecombineerd levert het lekscenario risico's die vele malen kleiner zijn dan het risico van een leidingbreuk. Ter illustratie zijn risicoberekeningen van een lek uitgevoerd voor een 4" en 36" leiding [7], zie Figuur 5. Daarbij is rekening gehouden met de correctiefactoren zoals genoemd in sectie 4.5.1 .

⁴ Volgens CPR-18E dienen risicoberekeningen te worden uitgevoerd tot op 1% letaliteit. Met de methodologie uit CPR-18E komt dit overeen met een warmtestraling van $9.84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$. Deze waarde kan derhalve als een drempelwaarde worden gezien.



Figuur 5: Plaatsgebonden risicoberekening voor een lek van 20 mm in 4" leiding (40 bar, gronddekking 1.2m, staalsoort Grade B, wanddikte 4.8 mm) en een 36" leiding (60 bar, gronddekking 1.75m, staalsoort X70, wanddikte 9.9 mm)

Uit Figuur 5 kan worden geconcludeerd dat het risico behorend bij een lek met een diameter van 20 mm in een ondergrondse leiding verwaarloosbaar klein is. Derhalve wordt bij ondergrondse leidingen alleen gerekend met het breukscenario dat doorgaans resulteert in tweezijdige verticale uitstroming.

4.4 Faalfrequentie aardgastransportleidingen

Voor het falen van leidingen wordt gebruik gemaakt van de statistiek van vele duizenden kilometers leidingen, gebaseerd op enkele tientallen jaren ervaring. De hieruit afgeleide faalfrequenties zijn verdeeld naar oorzaak. Van de mogelijke oorzaken is external interference veruit de belangrijkste. De invloed van overige oorzaken zoals constructiefouten, materiaalfouten, corrosie etcetera worden daarom niet meegenomen in de risicoanalyse.

Als een leiding wordt geraakt kan de schade dusdanig zijn dat de leiding breekt en er uitstroom van gas plaatsvindt. Gegeven dat de leiding geraakt is, wordt in PIPESAFE nagegaan of de leiding vervolgens breekt op basis van een breukmechanica model [11]. Hierbij wordt gebruik gemaakt van kraslengte-, krasdiepte- en deukdiepteverdelingen zoals die zijn waargenomen bij leidingschades van (voormalig) British Gas. Afhankelijk van de diameter, druk, wanddikte, staalsoort en kerfslagwaarde kan met deze informatie de kans op een leidingbreuk worden berekend. Voor meer details omtrent het gehanteerde faalfrequentiemodel wordt verwezen naar de bijlage, sectie A1.

Vóór 1972 was er geen duidelijke norm ten aanzien van de kerfslagwaarde van pijpmateriaal [14]. Omdat deze pijpmaterialen tot 1974 zijn gebruikt bij de aanleg van leidingen, is gesteld dat van alle leidingen die zijn aangelegd vóór 1974 de kerfslagwaarde niet per definitie vastligt.

Voor de materialen die gebruikt zijn bij leidingen die zijn aangelegd ná 1974 is een kerfslagwaarde van minimaal 40 J gehanteerd, welke is gebruikt in de berekeningen.

Met betrekking tot de leidingen die zijn aangelegd vóór 1974 zijn minimum kerfslagwaarden bepaald aan de hand van praktijkproeven met materialen uit sommige segmenten van deze categorie leidingen. Hoewel statistische analyses geen verband laat zien tussen verschillende kerfslagwaarden en faalfrequenties, is in overleg met materiaaldeskundigen, de ontwikkelaars van het PIPESAFE pakket en RIVM besloten om de berekeningen van de faalfrequenties van deze categorie leidingen uit te voeren met de module FFREQ, uitgaande van de in de experimenten gevonden minimum kerfslagwaarden. Voor deze minimum waarden is de 2σ ondergrens (dus met 97,5% betrouwbaarheid) van de statistische verdelingen gehanteerd van de waarden die in de proefnemingen waargenomen zijn, zie Tabel 2.

Tabel 2: Kerfslagwaarde is afhankelijk van leidingcategorie

Leidingcategorie		Staalsoort	Charpywaarde [J]
1	Jaar van aanleg < 1974, diameter > 16" en HTL	X56	14
		X60	24
		Overig	40
2	Anders	Alle	40

4.5 Correctiefactoren voor faalfrequenties

Om de bijdrage van external interference in de faalfrequentie van ondergrondse leidingen te reduceren zijn in de afgelopen jaren diverse inspanningen verricht. Deze inspanningen hebben elk een eigen bijdrage aan de reductie van de faalfrequentie van ondergrondse gastransportleidingen van Gasunie

4.5.1 Grondroerdersregeling en actief rappel

Om het aantal schades aan leidingen door graafwerkzaamheden verder te beperken is per 1 juli 2008 de Wet Informatie-Uitwisseling Ondergrondse Netten, beter bekend als de grondroerdersregeling, in werking getreden [16]. De wet regelt primair de informatie-uitwisseling over de ligging van kabels en leidingen tussen netbeheerders en grondroerders. De wet bevat eveneens bepalingen over zorgvuldig graven, zorgvuldig opdrachtgeverschap en het treffen van voorzorgsmaatregelen bij graafactiviteiten nabij gevaarlijke leidingen.

Het RIVM heeft, mede op basis van onderzoek door Gasunie [18], een schatting gemaakt van de invloed van de grondroerdersregeling op het aantal schades door graafwerkzaamheden aan leidingen met gevaarlijke stoffen [12]. Er is geschat dat door de invoering van de grondroerdersregeling de kans op een leidingbeschadiging door external interference met een factor 2,5 kan worden teruggebracht.

Samenhangend met de grondroerdersregeling is geschat dat actief rappel door Gasunie een additionele factor van 1,2 oplevert [12].

4.5.2 Dalende trend in leidingbreuken

Uit onderzoek is gebleken dat er een significant dalende trend in het aantal waargenomen leidingbreuken per jaar te zien is [12]. Uit een analyse van waargenomen leidingbreuken in de periode van 1977 tot en met 2005, uitgevoerd door het RIVM, kan worden geconcludeerd dat met 95% betrouwbaarheid de kans op 1 of meerdere breuken per jaar kleiner is dan 0,25 [12].

Op basis van reële parameters per leidingsegment is voor het huidige leidingnet van Gasunie (status begin 2007) per segment de breukfrequentie als gevolg van schade door derden

berekend met de module FFREQ. Uit deze berekening volgt, gesommeerd over het hele leidingnet, een voorspeld aantal breuken per jaar van 0,7.

Op basis van de structurele afwijking tussen het voorspelde en het waargenomen aantal leidingbreuken per jaar wordt een correctiefactor van 2,8 ($=0,7/0,25$) toegepast op het door PIPESAFE berekende aantal leidingbreuken en daarmee op de berekende faalfrequentie [12].

4.5.3 Totale reductie faalfrequentie

Bovenstaande faalfrequentie reducerende factoren zijn onafhankelijk van elkaar. Naast de dekkingscorrectie (zie sectie 4.5.4) wordt de met PIPESAFE berekende breukfrequentie daarom gereduceerd met een factor 8,4 (zijnde $2,5 \times 1,2 \times 2,8$).

4.5.4 Correctie voor diepteligging

Omdat de kans op een leidingbreuk voornamelijk door graafwerkzaamheden wordt bepaald, is de kans op een incident afhankelijk van de diepteligging van de leiding. Of een incident resulteert in een leidingbreuk hangt vervolgens weer af van de diameter, wanddikte, druk, staalsoort en kerfslagwaarde (zie sectie 4.4).

Een grotere diepteligging geeft een kleinere kans op raken van de leiding. Door incidentrapportages te evalueren en de diepteligging van het leidingnet te categoriseren heeft Gasunie de kans op raken van een leiding als functie van de diepteligging afgeleid [13].

$$f(d) = e^{-2,4 d^{-3,5}}$$

f(d) raakfrequentie ($\text{km}^{-1}\cdot\text{jaar}^{-1}$)

d dekking (m)

Deze relatie wordt nu ook in de risicomethodiek gehanteerd. De afgeleide relatie is geldig voor leidingen met een diepteligging tussen 0,4 en 2,0 meter. In een aanvullende studie zal moeten worden vastgesteld hoe de kans op raken is van leidingen die dieper liggen dan 2,0 meter.

4.6 Ontsteking

Uit de casuïstiek rondom incidenten met gastransportleidingen kan worden afgeleid dat er niet altijd sprake is van ontsteking van de vrijkomende gaswolk. Als deze toch ontsteekt is dit niet altijd op tijdstip $t = 0$; ook het moment van ontsteken varieert. Hiermee is in de risicoberekeningen rekening gehouden. De wijze waarop wordt hieronder nader gespecificeerd, zie ook [14].

4.6.1 Ontstekingstijdstip

In de plaatsgebonden risicoberekeningen zijn twee ontstekingstijdstippen verdisconteerd. Er is gerekend met ontsteking binnen de eerste 20 seconden en ontsteking na 120 seconden. Het uiteindelijke plaatsgebonden risico is vervolgens gewogen gemiddeld, waarbij rekening is gehouden met een kans van 0,75 op directe ontsteking en een kans van 0,25 op ontsteking bij $t = 120$ s.

4.6.2 Ontstekingskans

Vanwege de uitstroom van aardgas onder hoge druk, en het lichter zijn dan lucht ontstaat er een impuls aangedreven gaswolk waarbij ter hoogte van het maaiveld alleen in een zeer kleine omgeving van de breuk brandbare concentraties gas voorkomen. De kans op het aanwezig zijn van een ontstekingsbron lijkt dus erg klein. Niettemin ontsteekt een leidingbreuk zo nu en dan. De casuïstiek wijst op een toenemende kans bij toenemende druk en toenemende diameter.

In de risicoberekeningen is daarom uitgegaan van een diameter- en drukafhankelijke ontstekingskans. Uit casuïstiek wordt een lineair verband gevonden tussen de ontstekingskans P_{ign} en de druk p en diameter D van een leiding. Dit verband heeft de vorm [15]:

$$P_{ign} = a + b \cdot p \cdot D^2, \text{ met } p \text{ in barg en } D \text{ in mm,}$$

waarin a en b constanten zijn. De maximale ontstekingskans is gesteld op 0,8 (zie Tabel 3).

Voor leidingen $\leq 16''$ (voornamelijk het regionale transportsysteem) is door RIVM een opslag van 0,1 voorgesteld, omdat bebouwd gebied in de omgeving van een (doorgaans) regionale leiding een potentiële ontstekingsbron is en deze niet verdisconteerd lijkt te zijn in de bestaande casuïstiek [12].

De gehanteerde ontstekingskansen kunnen worden afgelezen uit Tabel 3.

Tabel 3: Gehanteerde diameter- en drukafhankelijke ontstekingskansen

Diameter [inch]	Druk [bar]								
	25	40	56,6	66,2	72	73	80	84	100
2	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
3	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
4	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
6	0,18	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22
8	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24
10	0,20	0,22	0,24	0,25	0,25	0,25	0,26	0,27	0,29
12	0,21	0,24	0,26	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,33
14	0,22	0,25	0,28	0,30	0,31	0,31	0,33	0,33	0,36
16	0,23	0,27	0,31	0,34	0,35	0,35	0,37	0,38	0,42
18	0,15	0,20	0,25	0,28	0,30	0,30	0,32	0,34	0,39
20	0,17	0,23	0,29	0,33	0,35	0,36	0,38	0,40	0,46
24	0,21	0,30	0,39	0,44	0,48	0,48	0,52	0,54	0,63
30	0,29	0,42	0,57	0,65	0,70	0,71	0,77	0,80	0,80
36	0,39	0,58	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
42	0,50	0,76	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
48	0,63	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

5 Effectberekeningen

5.1 Algemeen

Letale effecten dienen te worden berekend aan de hand van de geïdentificeerde faalscenario's. De effecten met betrekking tot het breukscenario van aardgastransportleidingen komen primair voort uit warmtestraling ten gevolge van brand.

5.2 Uitstroomberekeningen van falende gasleidingen

Indien in een leiding een breuk optreedt, zal dit direct resulteren in uitstroom van gas. Het vrijkomende debiet hangt sterk af van de diameter van en de druk in de leiding. Voor de uitstroomberekeningen wordt de uitstroommodule PBREAK uit PIPESAFE gebruikt. Deze module is gebaseerd op de behoudswetten van massa en impuls, aangevuld met de toestandsvergelijking, en wordt nader beschreven in de bijlage A2.

De tijdsafhankelijkheid van het debiet wordt niet meegenomen: in de risicoberekeningen wordt gerekend met de gemiddelde uitstroom over de perioden 0 tot 20 seconden en 120 tot 140 seconden [4].

5.3 Warmtestraling

Bij ontsteking zal er bij ondergrondse breuken een verticaal gerichte fakkelbrand ontstaan. Daardoor zullen warmtestralingcontouren gevormd worden, waarvan de vorm hoofdzakelijk afhangt van diameter, druk en heersende windrichting.

De warmtestralingberekeningen zijn gebaseerd op een fakkelbrand; de initiële vuurbalfase wordt buiten beschouwing gelaten. Daarnaast wordt er gerekend met verschillende windsnelheden en windrichtingen, conform de richtlijnen in het Paarse Boek [6].

Voor de ondergrondse leiding wordt een fakkelbrand gemodelleerd met de PIPESAFE module CRISTAL. CRISTAL is gebouwd om de warmtestralingen bij een fakkelbrand van een ondergrondse gasleiding te voorspellen, waarbij rekening wordt gehouden met de vorming van een krater en de invloed daarvan. CRISTAL is in meer detail beschreven in de bijlage, sectie A3.

5.4 Letaliteit als gevolg van warmtestraling

Schade door warmtestraling wordt conform het zogenaamde Groene Boek [10] bepaald door de 'dosis' die een persoon ontvangt. Gegeven een ruimte- en tijdsafhankelijke straling $Q(x,y,z,t)$, uitgedrukt in $[kW \cdot m^{-2}]$, dan wordt de dosis in het algemeen berekend met de formule

$$Dosis = \int_{T_0}^{T_1} Q(x, y, z, t)^{(4/3)} dt$$

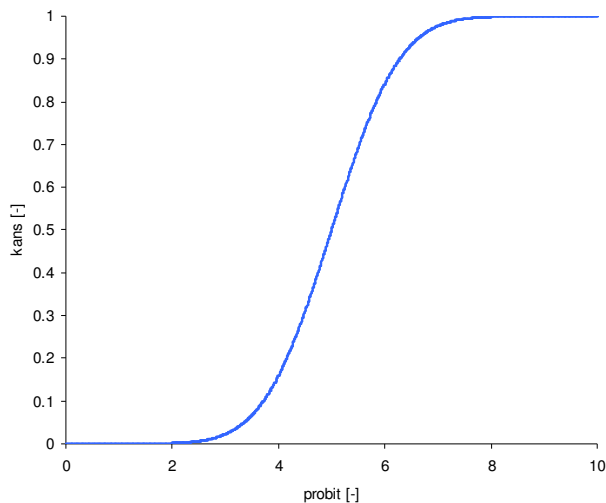
waarin T_0 het tijdstip van ontsteking is en $T_1 - T_0$ de blootstellingduur. Gerekend wordt met 20 seconden blootstelling ($T_1 - T_0 = 20$) [6] en een tijdsgemiddeld debiet, zodat bovenstaande formule reduceert tot $Dosis = Q(x,y,z)^{4/3} \cdot 20$

Het effect van warmtestraling wordt vervolgens bepaald met behulp van een zogenaamde probitfunctie. Deze probitfunctie, die afhankelijk is van de dosis, is in feite een hulpvariabele waarmee uiteindelijk de kans op overlijden ten gevolge van warmtestraling kan worden

berekend. Voor verbranding van koolwaterstoffen (waaronder aardgas, dat voor een groot gedeelte uit methaan bestaat) wordt de probitfunctie in [10] gedefinieerd door

$$probit = -12.8 + 2.56 \cdot \ln(Dosis).$$

Gegeven nu een waarde *probit* van de probitfunctie, dan wordt de bijbehorende kans op overlijden bepaald door de uitdrukking $P(X \leq probit)$, waarin X een normaal verdeelde stochast is met gemiddelde 5 en standaarddeviatie 1 (zie Figuur 6).

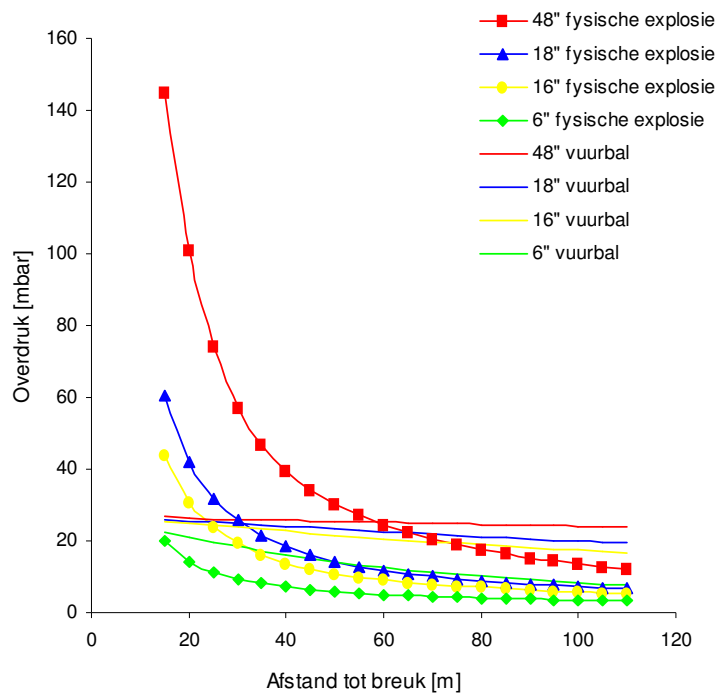


Figuur 6: Kans op overlijden als functie van de probit

5.5 Uitsluiting: overdruk

Het wordt opgemerkt dat overdruk kan worden veroorzaakt door enerzijds de fysische explosie tijdens het openscheuren van de leiding en anderzijds als gevolg van de thermische expansie van een ontstoken vuurbal. Het eerste domineert dicht bij de leiding, het tweede op grotere afstand, en is bovendien afhankelijk van het tijdstip van ontsteking.

De norm voor overdruk is gesteld op 300 mbar voor 100% letaliteit (zowel binnenshuis als buitenshuis) en op 100 mbar voor 2,5% letaliteit (alleen mensen binnenshuis) [6]. Uit berekeningen blijkt dat de overdruk als gevolg van zowel fysische explosie als thermische expansie nergens hoog genoeg is om een significante bijdrage te geven aan het risico (zie Figuur 7). Daarmee domineert warmtestraling met betrekking tot het risico van aardgasleidingen.



Figuur 7: Overdruk voor zowel de fysische explosie als de thermische expansie voor een viertal diameters

6 Risicoberekeningen

6.1 Algemeen

Voor het bepalen van het risico van aardgastransportleidingen staat het plaatsgebonden risico centraal. Het is de verwachting dat dit binnen afzienbare tijd wettelijk wordt vastgelegd in een nieuwe AMvB Buisleidingen. Daarnaast zal het groepsrisico een rol gaan spelen in het externe veiligheidsbeleid voor leidingen.

Zowel het plaatsgebonden risico (PR) als het groepsrisico (GR) worden berekend volgens de methodologie in het Paarse Boek [6]. In de risicoberekeningen worden de voorgeschreven windsnelheden ($1,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$; $3 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$; $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ en $9 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$) en bijbehorende windroos verdisconteerd.

6.2 Plaatsgebonden risico

Het plaatsgebonden risico (PR) op een gegeven coördinaat bestaat uit het gesommeerde PR van alle leidingsegmenten die een significante bijdrage aan het risico leveren. Het PR op coördinaten (x,y) , $PR(x,y)$, kan worden uitgedrukt met de formule:

$$PR(x, y) = \sum_{\text{leidingsegmenten}} \sum_{v_{\text{wind}} \in \{1,5,3,5,9\}} \sum_{j=0}^{11} ff_{\text{seg}} \cdot p(v_{\text{wind}}, \varphi_{v_{\text{wind}}, j}) \cdot l_{\text{seg}}(x, y, v_{\text{wind}}, \varphi_{v_{\text{wind}}, j})$$

waarin:

ff_{seg}	de faalfrequentie per jaar van een segment;
$p(v_{\text{wind}}, \varphi_{v_{\text{wind}}, j})$	de kans op windsnelheid v_{wind} uit richting $2j\pi/12$;
l_{seg}	de letaliteit op coördinaat (x, y) corresponderend met windsnelheid v_{wind} uit richting $2j\pi/12$.

Het plaatsgebonden risico wordt gepresenteerd door middel van iso-risicocontouren op een kaart.

6.3 Groepsrisico

Ter bepaling van het groepsrisico, spelen de $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtestralingcontour en de $9,84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtestralingcontour een cruciale rol. Binnen de $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtestralingcontour is door de overheid bepaald dat per definitie alle aanwezigen (zowel binnens- als buitenshuis) overlijden. In de ring tussen de $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtestralingcontour en $9,84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ warmtestralingcontour geldt een afnemende letaliteit naarmate de afstand tot het falende leidingsegment toeneemt. In deze ring overlijden alleen mensen buitenshuis en wordt rekening gehouden met de beschermende werking van kleding. De parameters, die relevant zijn voor de berekening, worden geëxtraheerd uit onder meer [6].

Het groepsrisico voor een leiding wordt gepresenteerd in de vorm van een FN-curve. Dit is een dubbellogaritmische grafiek met op de horizontale as het aantal dodelijke slachtoffers en op de verticale as de cumulatieve kansen per jaar op tenminste dat aantal slachtoffers.

7 Referenties

- [1] Ministerie van VROM, *Circulaire Zonering langs hoge druk aardgastransportleidingen*, kenmerk DGMH/B nr. 010400426 november 1984.
- [2] Ministeries van VWS, BZK en VROM, *Circulaire Risiconormering vervoer gevaarlijke stoffen (Circulaire Rnvgs)*.
- [3] *Besluit externe veiligheid inrichtingen*, 2004.
- [4] RIVM, *Risicomethodiek aardgastransportleidingen*. Brief met kenmerk 390/06 CEV Lah/pbz-1191, november 2006.
- [5] VROM, *Risicomethodiek aardgastransportleidingen*. Brief met kenmerk EV/2006.334302, december 2006.
- [6] Committee for the Prevention of Disasters, *Guidelines for Quantitative Risk Assessment CPR 18E*, 1999.
- [7] Bolt R., G.R. Kuik, R.W.J. Zanting, E.E.R. Jager, *Risicoanalyse Aardgastransportleidingen*. Gasunie: RT 2003.R.0355, juni 2003.
- [8] M.H. van Agteren, R. van Elteren, G.R. Kuik, E.E.R. Jager, R.W.J. Zanting, *Risicoanalyse aardgastransport [CONCEPT]*. Gasunie: DET 05.R.0818.
- [9] NEN 3650, *Eisen voor buisleidingsystemen*, 2003.
- [10] Committee for the Prevention of Disasters, *Methods for the determination of possible damage CPR 16E*, 1992.
- [11] Corder I., *The application of risk techniques to the design and operation of Pipelines*. C502/016, pp 113-125. IMechE. 1995.
- [12] Laheij G.M.H, A.A.C. van Vliet, E.S. Kooi, *Achtergronden bij de vervanging van zoneringafstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie*. RIVM Rapport 620121001/2008, Bilthoven, 2008.
- [13] Jager E., R. Kuik, G. Stallenberg, J. Zanting, *A qualitative risk assessment of the gastransport services pipeline system network based on GIS data*. ICT Praag, 2002.
- [14] Brand D. van den, M.T. Dröge, P.C.A. Kassenberg, G.R. Kuik, *Consequentieonderzoek aardgastransportleidingen*. Gasunie: TAM 07.0114, 2007.
- [15] Acton M.R., T.R. Baldwin, E.E.R. Jager, *Recent developments in the design and application of the PIPESAFE risk assessment package for gas transmission pipelines*. Proceedings of IPC 2002, IPC02-27196, 2002.
- [16] *De grondroedersregeling, wat betekent dit voor u?*, www.kadaster.nl/klic, geraadpleegd 1 oktober 2008.
- [17] Uijt de Haag P.A.M. et al., *Handleiding Risicoberekeningen BEVI*, versie 3.0, januari 2008.

- [18] Elteren R. van, M.H. van Agteren, K.H. Kutrowski, G.G.J. Achterbosch, G.R. Kuik, *Bepaling effectiviteit KLIC-proces ten aanzien van aardgastransportleidingen*. Gasunie, RT 04.R.0694, 2004.
- [19] Laheij G.M.H., H. Roodbol, R. Bolt, E. Jager, F. Noltes, *Vergelijking PIPESAFE versus SAFETI*. TR/T 99.R.5011, 25 januari 2000.
- [20] RIVM, *Advies VPS*. Brief 280/00 LOS Pos/dh, 2000.
- [21] Jones D.A., *Principles and prevention of corrosion*. Prentice Hall, 1996.

Bijlage A Modelbeschrijvingen

In deze bijlage is voor een aantal PIPESAFE modellen de principewerking weergegeven. De modellen zijn:

FFREQ	faalfrequentie model
BRAM/ PBREAK	gasuitstroom modellen
CRISTAL	jetfire model voor ondergrondse leidingen

A1 FFREQ

Het faalfrequentiemodel FFREQ gebruikt als input inwendige druk, staalsoort, wanddikte, taaiheid van het staal, diameter en diepteligging en resulteert in een breukfrequentie. Het model is gebaseerd op breukmechanica en Weibull verdelingen van Britse leidingbeschadigingen [A1, A2]. In [A3, A4, A5] staat beschreven hoe de resultaten van FFREQ dienen te worden gecorrigeerd voor diepteligging, zodat de uitkomst consistent wordt met faaldata van Gasunie leidingen.

Aangezien het risico wordt gedomineerd door het openscheuren van een leiding (in plaats van het falen van de leiding als lek) zullen we ons beperken tot dit geval. Veruit de belangrijkste oorzaak van falen is het falen ten gevolge van beschadiging door derden. In het volgende wordt de procedure uitgelegd waarmee FFREQ faalfrequenties, met een breuk als gevolg, berekend. De achterliggende gedachte bij deze procedure is het bepalen de kritieke gatgrootte als gevolg van een kras en/of deuk. Ligt deze gatgrootte boven de kritieke waarde, dan faalt de leiding als breuk. Hierbij dient opgemerkt te worden dat FFREQ aanneemt dat kraslengte en krasdiepte onafhankelijk zijn. In werkelijkheid is het niet onwaarschijnlijk dat er enige correlatie is tussen diepte en lengte van een kras. Echter de aanname van onafhankelijkheid is conservatief, en kan daarom gezien worden als 'worst-case'.

De diepte van een kras die nodig is om een leiding te laten falen kan worden afgeleid uit de vergelijking voor het falen van een leiding door een kras, en wordt gegeven door

$$d = t \frac{1.15 - \sigma_f / \sigma_{SMYS}}{1.15 - \sigma_f / (M \sigma_{SMYS})}$$

waarin t de wanddikte, σ_f de ringspanning, σ_{SMYS} de vloeispanning en M de Folias factor. Deze Folias factor wordt gegeven door

$$M = \sqrt{1 + 0.4 \left(\frac{L^2}{Rt} \right)}$$

met L de kraslengte, en R de straal van de leiding. De kritieke kraslengte wordt nu gevonden uit de vergelijking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} = 1.15 \cdot M^{-1}$. De stappen die nu in FFREQ worden ondernomen om de breukkans middels een kras te berekenen, zijn:

1. Bepaal de kritieke lengte L_{crit} . Krassen met lengte groter dan of gelijk aan deze kritieke lengte kunnen resulteren in een leidingbreuk; krassen met een kortere lengte kunnen slechts resulteren in een lek.
2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarbij L_{max} de maximaal voorkomende lengte van een kras is.
3. Bepaal of de kans op een kraslengte in het eerste interval ligt en bepaal de gemiddelde lengte.

4. Gebruik de vergelijking voor d om de krasdiepte te bepalen die, in combinatie met deze eerste gemiddelde kraslengte, tot falen leidt.
5. Bereken de kans op zo'n krasdiepte en bereken de faalkans van de leiding met een kras met deze afmeting.

De breukkans middels een kras, P_{gouge} , wordt nu verkregen door de stappen 3 tot en met 5 te herhalen voor elk interval waaruit de partitie van (L_{crit}, L_{max}) bestaat en de bijbehorende faalkansen op te tellen. De kraslengte en krasdiepte worden verondersteld Weibull-verdeeld te zijn.

Echter een breuk kan ook ontstaan door de combinatie kras/deuk. Op een soortgelijke manier als bij krassen kan de diepte van een deuk die, in combinatie met de diepte van een kras, nodig is om een leiding te laten falen, worden afgeleid uit de vergelijking voor het falen van een leiding door de combinatie kras-deuk. Deze diepte van de deuk (aangegeven met D) is onder andere afhankelijk van de krasdiepte en de kerfslagwaarde. Middels een Folias factor kan ook hier weer de kritieke lengte L_{crit} voor krassen worden bepaald. De stappen die nu in FFREQ worden ondernomen om de breukkans middels de combinatie kras-deuk te berekenen, zijn:

1. Bepaal de kritieke lengte L_{crit} . Krassen met lengte groter dan of gelijk aan deze kritieke lengte kunnen resulteren in een leidingbreuk.
2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarin L_{max} de maximaal voorkomende lengte van een kras is.
3. Bepaal of de kans op een kraslengte in het eerste interval ligt en bepaal de gemiddelde lengte.
4. Gebruik de vergelijking voor d om de krasdiepte te bepalen die, in combinatie met deze eerste gemiddelde kraslengte en afwezigheid van een deuk, tot falen leidt. Geef deze lengte de naam d_{max} .
5. Maak een partitie van het interval $(0, d_{max})$.
6. Bepaal de kans op een krasdiepte in het eerste interval ligt en bepaal de gemiddelde krasdiepte.
7. Bereken de diepte van de deuk uit een vergelijking voor D bij deze eerste gemiddelde krasdiepte en bepaal de kans op deze diepte.
8. Bereken de faalkans van de leiding met een combinatie kras-deuk met deze afmetingen.
9. Herhaal de stappen 6 tot en met 8 voor elk interval waaruit de partitie van $(0, d_{max})$ bestaat.

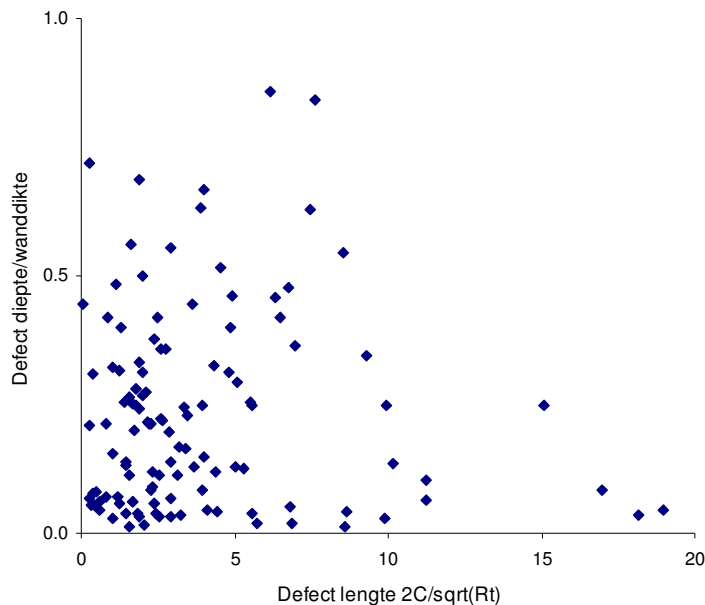
De breukkans middels de combinatie kras-deuk, $P_{gouge-dent}$, wordt nu verkregen door de stappen 3 tot en met 9 te herhalen voor elk interval waaruit de partitie van (L_{crit}, L_{max}) bestaat en de bijbehorende faalkansen op te tellen.

De uiteindelijke breukfrequentie van de leiding veroorzaakt door derden, wordt nu gegeven door

$$F = F_{gouge} P_{gouge} + F_{gouge-dent} P_{gouge-dent}$$

waarin F_{gouge} de frequentie van krasincidenten en $F_{gouge-dent}$ de frequentie van kras-deuk incidenten.

De verdeling van kraslengte en krasdiepte is weergegeven in Figuur 8. Het betreft hier 133 datapunten van de in totaal 467 schades. De reden voor een zo geringe deelverzameling is dat er schades zijn waarbij alleen de coating is beschadigd. Een andere reden is dat vooral in het verleden deze parameters niet werden gerapporteerd.



Figuur 8: Dimensieloze weergave kraslengte versus diepte external interference in de periode 1977 - 2001

A2 BRAM /PBREAK

BRAM (BREuk en Afblaas Model) is een programma, door N.V. Nederlandse Gasunie ontwikkeld, dat de gas uitstroom berekent in onder andere het geval dat een gasleiding faalt als breuk. BRAM kan ook gas uitstroom berekeningen doen in het geval van een lek of als de leiding wordt afgeblazen. Tevens is het mogelijk om in BRAM netwerken te modelleren. PBREAK is een model dat is ontwikkeld door Advantica en werkt analoog aan BRAM, maar kan alleen rechte leidingen doorrekenen.

In BRAM wordt een breuk met de volgende elementen gemodelleerd: injectie – leiding 1 – breuk – leiding 2 – afname. De initiële conditie van de breuk is als een geopende klep: het transporteert gas van leiding 1 naar leiding 2 zonder drukverlies. In de uitstroomfase wordt de klep als het ware uit het netwerk geslagen, zodat we twee begrensde elementen overhouden: het gas stroomt aan het eind van leiding 1 en aan het begin van leiding 2 uit het netwerk.

Het netwerk wordt beschreven door (in het algemeen niet lineaire) differentiaalvergelijkingen (deze zullen we later specificeren). Alle benodigde differentiaalvergelijkingen kunnen worden gereduceerd tot een differentiaalvergelijking van de vorm

$$\frac{dx}{dt} = F(x) .$$

Deze differentiaalvergelijking kan (middels de impliciete integratiemethode) worden gediscretiseerd tot:

$$\frac{x(t + \Delta t) - x(t)}{\Delta t} = F(x(t + \Delta t)).$$

Op deze manier wordt het netwerk beschreven door (niet lineaire) algebraïsche vergelijkingen en deze algebraïsche vergelijkingen worden opgelost middels de Newton-Raphson methode⁵.

De vergelijking voor de gasstroom in een gasleiding segment wordt gegeven door de wet van behoud van impuls:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} + \frac{f}{2d} \rho v |v| = 0,$$

met ρ de dichtheid (in kg/m³), v de snelheid (in m/s), p de druk (in N/m²), f de wrijvingsfactor en d de diameter van de leiding (in m). Voor relatief lage snelheden ten opzichte van de geluidssnelheid (dat is de snelheid waarbij een drukverandering zich voortplant in een medium), is de derde term in deze vergelijking klein ten opzichte van de tweede term, en wordt genegeerd (behalve in een omgeving van breuken). Met deze reductie wordt de vergelijking voor de uitstroom $Q = \rho v A$, met A het oppervlak van de dwarsdoorsnede van de leiding, gegeven door de vergelijking

$$\frac{\partial Q}{\partial t} + A \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{zRTf}{dA} \cdot \frac{Q |Q|}{2p} = 0,$$

waarbij gebruikt is gemaakt van het feit dat $\rho = p/(z R T)$, met z de compressiefactor, R de gasconstante (in J/kg/K) en T de temperatuur (in K).

Alleen voor korte segmenten kan deze partiële differentiaalvergelijking benaderd worden door een gewone differentiaalvergelijking. Daarom worden lange stukken leiding opgedeeld in kortere segmenten. Dit laatste kan worden gedaan in een tweetal stadia: aan het begin wordt de maximale lengte van de leiding gecontroleerd en wordt de leiding zonodig gesegmenteerd, waarbij de maximale lengte van de segmenten afhangt van de door de gebruiker opgegeven precisie (L/M/H) waarmee gerekend wordt. Tijdens het rekenen kan het programma ook leidingen segmenteren, wanneer de drukval over een segment te hoog wordt.

Om de mathematische modellering kloppende te maken, moet er nog een vergelijking voor de druk gegeven worden. Deze komt voort uit de vergelijking voor behoud van massa:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0.$$

Gebruik makend van het feit dat $\rho = p/(z R T)$ en $Q = \rho v A$ kunnen we deze vergelijking benaderen met een gewone differentiaalvergelijking voor de druk en is het plaatje compleet.

Nabij een breuk zal de druk relatief laag zijn, en daarom is het acceptabel te veronderstellen dat het gas zich ideaal gedraagt (het van ideaal afwijkend gedrag van gas gebeurt nabij de kritieke temperatuur en de kritieke druk; in het algemeen zal het gas zich ideaal gedragen bij relatief hoge temperatuur en relatief lage druk). Bovendien wordt verondersteld dat de uitstroomsnelheid gelijk is aan de geluidssnelheid, en dus dat het Mach-getal (i.e. het quotiënt van de uitstroomsnelheid en de geluidssnelheid) gelijk is aan 1. In dat geval geldt voor de snelheid $v^2 = \kappa p/\rho$, waarin κ de Poisson constante is. De uitstroom wordt nu gegeven door

⁵ Gegeven een stelsel $G(x) = 0$, met G en x vectorwaardig, en een benadering van de oplossing $x = x_0$. Laat J de Jacobimatrix van G zijn. Dan convergeert de rij (x_n) , recursief gegeven door

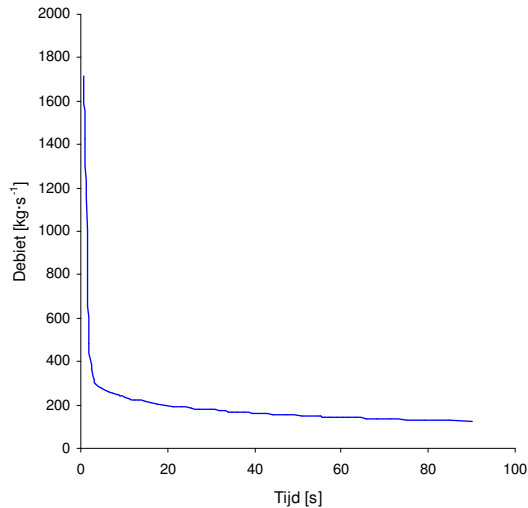
$$x_n = x_{n-1} - J^{-1}(x_{n-1}) \cdot G(x_{n-1}), \quad n = 1, 2, 3, \dots,$$

naar een oplossing. Deze convergentie is kwadratisch, mits de initiële benadering van de oplossing in de convergentiezone gekozen wordt.

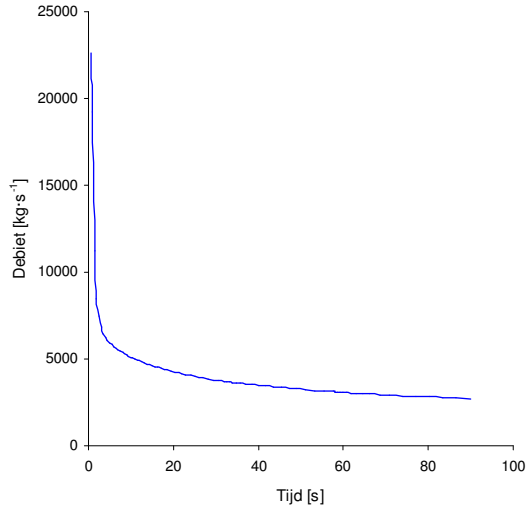
$$Q = \rho vA = Ap \sqrt{\frac{\kappa}{RT}}$$

Als de druk gedaald is tot 1 bar, is de uitstroom niet langer kritiek en reduceert de vergelijking tot $p = 1$.

In Figuur 9 en Figuur 10 zijn de berekende uitstroomgegevens weergegeven voor een 12" en een 36" leidingbreuk.



Figuur 9: Uitstroomdebiet bij 12" leidingbreuk



Figuur 10: Uitstroomdebiet bij 36" leidingbreuk

A3 CRISTAL

Het pakket CRISTAL is in feite op te splitsen in drie onderdelen, te weten een model om de initiële stationaire toestand van de gasstroom nabij de krateruitgang te berekenen, een model om de vlamstructuur te berekenen (gebruikmakend het vorige model en de atmosferische eigenschappen) en een warmtestraling model, die (gebruikmakend van het model voor de vlamstructuur) de flux uitrekent op een bepaalde afstand van de leiding. Alle drie onderdelen worden hieronder kort besproken.

1. Naast de beschrijving van massa- en impulsbehoud, zoals die hierboven al werden beschreven, moeten het aantal jets die de krater verlaten, hun initiële baan en stabiliteit voorspeld worden. De uitstroom wordt gekarakteriseerd door een drietal parameters: de kraterwand hoek (θ_{wall} : de hoek die de kraterwand maakt met het horizontale vlak), de relatieve grootte van de krater ten opzichte van het effectieve stroomoppervlak van de gebroken leiding (Y_{cra}) en een representatie van de mate waarin de stroom niet gebalanceerd is (X_{ub}). Gegeven deze drie parameters kan men voorspellen hoe de configuratie van de jet is. Op basis van experimenten heeft men een drietal verbanden gegeven van de vorm $Y_{cra} = \alpha X_{ub} + \beta \theta_{wall} + \gamma$ die als scheidingslijnen dienen tussen de verschillende configuraties: verticaal of onder een hoek, horizontaal, onstabiel, zowel onder een hoek als horizontaal.

Wanneer de configuratie van de jets is vastgesteld, wordt de oriëntatie van elk van de jets berekend. Zo'n oriëntatie wordt gedefinieerd door een eenheidsvector (θ, φ) in bolcoördinaten. Hierin is θ de hoek die gemaakt wordt met de verticale (z-)as en φ is de hoek tussen de horizontale as loodrecht op de leiding en de projectie van de oriëntatie vector op het horizontale vlak. Hierin is de invloed van de wind mede in acht genomen.

2. Het tweede model, om de vlamstructuur te bepalen, is opgebouwd uit een viertal componenten, te weten de behoudswetten, een model voor verbranding, een roetmodel en een representatie van het vuur. De vlamstructuur wordt voor elke jet afzonderlijk berekend. In de eerste component worden een aantal differentiaalvergelijkingen geponeerd, die massabehoud en impulsbehoud beschrijven. Met name de vergelijking voor massabehoud hangt af van een tweetal turbulentieparameters, de gewogen kinetische energie $\langle k \rangle$ ten gevolge van turbulentie en z'n 'verstrooiingssnelheid' $\langle \epsilon \rangle$. Deze twee parameters kunnen gevonden worden door zekere transportvergelijkingen op te lossen. Voor meer detail omtrent deze eerste component wordt verwezen naar [A6]. Het model voor verbranding, alsmede het roetmodel, wordt gedetailleerd beschreven in [A7] en [A8]. Gebruik makend van de voorgaande componenten kan een representatie van de vlam gegeven worden.
3. Om het warmtestralingsveld te berekenen, wordt het vuur gerepresenteerd door een reeks cilinders en wordt er eerst gekeken naar het inwendige van de vlam. Voor elk van de cilinders die het vuur representeren, wordt ervan uitgegaan dat het transport van warmte in alle richtingen, behalve in radiale richting, klein is. In dat geval kan het proces van warmtetransport als een twee dimensionaal stralingsmodel worden opgevat. De bijbehorende vergelijkingen worden beschreven in [A7]. De straling die een object op een gegeven locatie ontvangt, wordt nu berekend door de ontvangen stralingen uit elke cilinder te sommeren:

$$\sum_{i=1}^{\# jets} t_{jet}(i) \sum_{j=1}^{\# cilinders} v_j q_j \tau_{j \rightarrow rec},$$

waarin $t_{jet}(i)$ de fractie van de tijd is dat jet i aanwezig is, v_j is de fractie van de cilinder die de ontvanger ziet, q_j de warmtestraling die cilinder j verlaat, en $\tau_{j \rightarrow rec}$ de atmosferische transmissie van de warmte door de lucht tussen de cilinder en de ontvanger.

Voor meer informatie over de eigenschappen en thermische effecten van een gas jet fire wordt verwezen naar [A9, A10, A11, A12, A13].

A4 CORROSION

Het faalfrequentie model CORROSION [A14, A15, A16] berekent de corrosie faalfrequenties voor falen van een gastransportleiding met als gevolg een lek of een breuk. Het model is gebaseerd op enerzijds casuïstiek van corrosie incidenten in het Britse leidingnet en anderzijds op breukmechanica. De corrosie faalfrequentie wordt berekend door de corrosie defect frequentie te vermenigvuldigen met de faalkans, gegeven een dergelijk corrosie defect. Voor het bepalen van de corrosie defect frequentie [A14] voor een bepaald type leiding, wordt onderscheid gemaakt in een aantal factoren waarvan wordt verondersteld dat ze de vorming van externe corrosie beïnvloeden: CIPS resultaten, KB potentiaal, zwerfstromen, coating type en de coating kwaliteit. De rekenmethode voor het bepalen van de corrosie defect frequentie is gebaseerd op de bepaling van weegfactoren voor elk van de corrosie beïnvloedende factoren. In onderstaande wordt een algemene beschrijving gegeven hoe deze weegfactoren zijn afgeleid voor verschillende leidingeigenschappen en hoe de corrosie defect frequentie van een individuele leiding wordt berekend.

Voor het gehele beschikbare systeem kan een gemiddelde corrosie defect frequentie bepaald worden door het aantal defecten te delen door de totale systeem ervaring (lengte vermenigvuldigd met aantal jaren in bedrijf). De corrosie defect frequentie voor een individuele leiding kan vervolgens worden berekend door de gemiddelde corrosie defect frequentie te vermenigvuldigen met nader te bepalen weegfactoren horende bij bepaalde leidingeigenschappen. Als voorbeeld wordt in onderstaande ingegaan op de weegfactor die hoort bij een bepaald coating type, echter voor elk van de overige beïnvloedende factoren geldt eenzelfde protocol.

Er zijn een aantal mogelijke opties voor het coating type, type 1 t/m type n (bijvoorbeeld koolteer, bitumen, epoxy, ...), met elk een eigen weegfactor. Afhankelijk van het type coating van de leiding wordt de gemiddelde corrosie defect frequentie vermenigvuldigd met de weegfactor behorend bij het corresponderende coating type. De weegfactor behorend bij coating type i wordt aangeduid met $f(i)$ en bepaald door de bij dit coating type horende ervaring $E(i)$ en aantal corrosie defecten $C(i)$. Er geldt:

$$\frac{\sum_{i=1}^n [f(i) \cdot E(i)]}{\sum_{i=1}^n E(i)} = 1 \quad \text{met } i = 1, \dots, n, \quad \frac{f(i)}{f(j)} = \left(\frac{C(i)}{E(i)} \right) / \left(\frac{C(j)}{E(j)} \right) \quad \text{met } i, j = 1, \dots, n.$$

Met andere woorden, de weegfactoren worden genormaliseerd door de gewogen som te berekenen van de individuele ervaringen en de ratio van de weegfactoren is gelijk aan de ratio van de corrosie defect frequenties. De bovenstaande vergelijkingen kunnen worden herschreven tot:

$$f(i) = \frac{\sum_{j=1}^n E(j)}{\sum_{j=1}^n \left[E(j) \cdot \frac{C(j)}{E(j)} \cdot \frac{E(i)}{C(i)} \right]} \quad \text{met } i = 1, \dots, n.$$

Er van uitgaande dat er een corrosie defect is, is de vraag of dit corrosie defect leidt tot falen van de leiding. Vanuit de breukmechanica wordt bepaald wanneer een defect kritiek is en zal leiden tot een breuk of een lek. De toegepaste faalcriteria voor (stalen) pijpleidingen, zijn gebaseerd op een groot aantal volle schaal testen door verschillende organisaties.

De volgende vergelijking is gebruikelijk om de kritieke corrosie diepte te bepalen:

$$d = t \frac{1.15 - \sigma_f / \sigma_{SMYS}}{1.15 - \sigma_f / (M \sigma_{SMYS})}$$

waarin t [mm] de wanddikte, σ_f [N·mm⁻²] de ringspanning, σ_{SMYS} [N·mm⁻²] de vloeispanning en M [-] de Folias factor. Deze Folias factor wordt gegeven door

$$M = \sqrt{1 + 0.26 \left(\frac{L^2}{Rt} \right)}$$

met L [mm] de lengte van het defect en R [mm] de straal van de leiding. De kritieke lengte van het defect kan worden afgeleid uit de vergelijking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} = 1.15 \cdot M^{-1} + 0.12$. Indien de uitdrukking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} - 1.15 \cdot M^{-1} - 0.12$ kleiner is dan 0 zal het defect falen als lek. Indien laatstgenoemde uitdrukking groter is dan of gelijk is aan 0 zal het defect falen als breuk.

Met een bekende corrosie defect frequentie en de breukmechanica om kritieke defectafmetingen te bepalen, moet nog worden bepaald wat de kans is dat een initieel defect uitgroeit tot een kritiek defect. Hierbij moet ook de tijdsafhankelijkheid van het groeien van een defect worden meegenomen.

Voor het berekenen van de kans op breuk door algemene corrosie worden de volgende stappen ondernomen:

1. Bepaal de minimum corrosielengte L_{crit} , nodig om een algemene corrosie defect tot breuk te laten leiden.
2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarin L_{crit} de kritieke defectlengte is en L_{max} de maximale defectlengte die geobserveerd is. Stel dat dit interval wordt onderverdeeld in N segmenten, definieer dan $\delta L := (L_{max} - L_{crit})/N$. Laat $L_0 := L_{crit}$ en $L_i := L_{i-1} + \delta L$, $i = 1, 2, \dots, N$.
3. Bepaal de kans dat een defectlengte in het i^{de} interval ligt, i.e. bepaal de kans op een defect met lengte $L_i/2 + L_{i-1}/2$, $i = 1, 2, \dots, N$: $p_1(L_i/2 + L_{i-1}/2)$.
4. Bereken de kritieke corrosie diepte, D_c , behorende bij de lengte L_{i-1} .
5. Bepaal de minimum corrosiesnelheid D_{corr} die nodig is om een defect van de diepte D_c te genereren in een gegeven jaar.
6. Bepaal de kans van optreden van deze corrosiesnelheid, of groter, uit de inverse cumulatieve verdelingscurve voor de algemene corrosiesnelheid: $p_2(D_{corr})$.
7. Bepaal de kans op falen voor een corrosie defect van lengte L_{i-1} tot L_i en diepte D_c , corroderend bij een snelheid D_{corr} of hoger: $p_1(L_i/2 + L_{i-1}/2) \cdot p_2(D_{corr})$.
8. Sommeer vervolgens over alle intervallen $i = 1, 2, \dots, N$ om de corrosie breukfrequentie in een bepaald jaar te bepalen.

De lekfrequentie wordt op dezelfde manier verkregen door in stap 2 het interval (L_{crit}, L_{max}) te vervangen door (L_{min}, L_{crit}) , met L_{min} de minimale defectlengte die geobserveerd is.

A5 Referenties bijlage A

- [A1] Corder, I, and Fearnough, G.D. Predictions of Pipeline Failure Frequencies, 2nd International Conference on Pipes, Pipelines and Pipeline Systems, Utrecht June 1987
- [A2] Corder, I, The Application of Risk Techniques to the Design and Operation of Pipelines, C502/016, pp 113-125, I.Mech.E., 1995
- [A3] Eric Jager, Fenna Noltes, Gerard Stallenberg, Alida Zwaagstra: Assessing the Integrity of a Pipeline System by using an Accident Database and Statistical Analysis, ESReDA Antwerp, 1998
- [A4] Eric Jager, Robert Kuik, Gerard Stallenberg, Jeroen Zanting: A Qualitative Risk Assessment of the Gastransport Services Pipeline System Network Based on GIS Data, ICT, Prague, 2002
- [A5] Eric Jager, Robert Kuik, Gerard Stallenberg, Jeroen Zanting: The Influence of Land Use and Depth of Cover on the Failure Rate of Gas Transmission Pipelines, Proceedings of the International Pipeline Conference, Calgary, Canada, 2002
- [A6] Caulfield, M., Cook, D.K., Docherty P. and Fairweather, M., *An integral model of turbulent jets in a cross-flow, Part 1 – Gas dispersion*, Transactions of the Institute of Chemical Engineers, Part B, 1993, 71, p 235-242.
- [A7] Caulfield, M., Cook, D.K., Docherty P. and Fairweather, M., *An integral model of turbulent jets in a cross-flow, Part 2 – Fires*, Transactions of the Institute of Chemical Engineers, Part B, 1993, 71, p 243-251.
- [A8] Fairweather, M., Jones, W.P. and Lindstedt, R.P., Predictions of radiative transfer from a turbulent reacting jet in a cross-wind, *Combustion and Flame*, 1992, 89, p. 45-63.
- [A9] J.S. Turner, The Starting Plume in Neutral Surroundings, *J. Fluid Mech.* Vol 13. Part 3 pp 356-368, 1962
- [A10] R.P. Cleaver and P.D. Edwards, Comparison of an Integral Model for Predicting the Dispersion of a Turbulent Jet in a Crossflow with Experiment Data, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 3, 1990
- [A11] D.K. Cook, M. Fairweather, J. Hammonds and D. Hughes, Size and Radiative Characteristics of Natural Gas Flames Part I – Field Scale Experiments; Part II – Empirical Model, *Chemical Engineering Research Digest*, 65, 1987
- [A12] D.K. Cook, An Integral Model of Turbulent Non-premixed Jet Flames in a Crossflow, 23rd Symposium on Combustion/ The Combustion Institute, 1990 pp 653-660
- [A13] R.P. Cleaver, P.S. Cumber and P. Genillon, A Model to Predict the Characteristics of Fires Following the Rupture of Natural Gas Transmission Pipelines, *I Chem E Vol 79, Part B* January 2001
- [A14] Determination of Corrosion Incident Frequencies, A. Cosham – British Gas Research & Technology, November 1995, GRC R 1065

- [A15] A Methodology for predicting the Failure Mode of Corrosion, A. Cosham - British Gas Research & Technology, December 1995, ERS R 5413
- [A16] Modification of the Pipesafe Failure Frequency Models for Corrosion and Fatigue to address the Influence of Online Inspection Interval, R.J. Espiner - BG Technology Ltd, June 2000, GRTC R3530

Bijlage B Invoerparameters PIPESAFE

B1 Invoerparameters

De invoerparameters voor PIPESAFE bij de 20 seconden blootstelling die per 1 januari 2007 worden gebruikt, zijn weergegeven in onderstaande tabel. De meeste spreken voor zich. Voor zover het Paarse Boek [B1] er iets over voorschrijft, zijn de daar gebruikte waarden overgenomen (blootstellingduur, meteorologische gegevens). Verder zijn voor dosis-effect berekeningen de uitgangspunten van het Groene Boek [B2] overgenomen. Ten opzichte van eerder gepubliceerde invoerparameters [B3, B4], is het verschil dat de diepte, lengte en breedte van de krater variabel is. Voor de grondsoort is daarbij gekozen voor een mix van zand en klei. Er wordt gerekend met H-gas.

Parameter	Unit	Diameter (≤16")	Diameter (≥18")
Pipeline details			
Diameter	mm		div
Wall Thickness	mm		div
Material grade	N/mm ²		div
Release Pressure	barg		div
Release temperature	K		282
Maximum operating pressure	barg		div
Distance between above ground installations	km		64
Downstream position of failure	km		32
Gas details			
Type of gas			H-gas
Gas density	kg/m ³		0.8168
Net calorific value	MJ/m ³		36.4275
Molecular weight	kg/kmol		18.2568
Stoichiometric concentration in air	vol%		9.668
Fraction of heat radiated			0.156
Ratio of specific heats			1.32
Critical temperature gas	K		205.016
Critical pressure gas	bar		47.4
Lower flammability limit	vol%		4.8695
Specific heat capacity	J/kg·K		2341
Atmospheric conditions			
Air temperature	K		282
Air pressure	bara		1.0151
Wind speed height	m		10
Humidity	%		83
Specific heat capacity air	J/kg/K		993
Molecular weight air	kg/kmol		28.96
Pasquill stability category			D
Third Party Interference			
Rural/Suburban			Suburban
Scenario			Rupture
2/3 charpy energy	J	27	27, 16 or 9.33
Depth of cover for crater computation	m	1.20	1.75
Yield to tensile (if material grade≥X70)			0.87

Parameter	Unit	Diameter (≤16")	Diameter (≥18")
Ignition delay	s	0 (with probability 0.75); 120 (with probability 0.25)	
Exposure time	s	20	
Time step value PBREAK	s	0.25	
Wind speed and receiver data			
Number of wind speeds		4	
Day/night split	yes/no	N	
Wind speeds	m/s	1.5; 3; 5; 9	
Wind height	m	10	
Probabilities wind speeds	%	25; 10; 33; 32 (weighted over day and night)	
Use 2-d receivers	yes/no	Y	
Height of receiver	m	1	
Receiver data boundaries: depending on outflow 'f' [kg/s]	m	250 (f≤10) 500 (10>f≤500) 1000 (500>f≤5000) 1500 (5000>f≤10000) 2000 (f>10000)	
Wind direction (12 sectors)		uniform for generic analyse	
CRISTAL			
Surface roughness length	m	0.1	
Length of fracture	m	div	
Depth of crater	m	div	
Length of crater	m	div	
Width of crater	m	div	
Crater wall angle from horizontal	°	div	
Soil type		Mixed	
Balanced flow	yes/no	Y	
Misalignment horizontal	°	0	
Misalignment vertical	°	0	
DESC2D			
Casualty criteria	%lethality	1	
Safe radiation level	kW/m ²	1	
Stand time	s	0	
Escape speed of person	m/s	0	
Spontaneous/piloted ignition		Piloted	
Escape from indoors	yes/no	N	
Shelter density	ha ⁻¹	0	
Use probit equation (k1/k2)		-12.8/2.56	
Individual risk data			
Proportion people outdoors		1	
Residency value		1	
Evacuation factor		0	
Number of fixed casualties		0	
Ignition probability		PIPESAFE formula + 0.1	PIPESAFE formula

B2 Referenties bijlage B

- [B1] Committee for the Prevention of Disasters, *Guidelines for Quantitative Risk Assessment*, CPR18E, 1999.
- [B2] Committee for the prevention fo Disasters, *Methods for the determination of possible damage*, CPR16E, 1992.
- [B3] Bolt R., G.R. Kuik, R.W.J. Zanting, E.E.R. Jager, *Risicoanalyse aardgastransportleidingen*. Gasunie, RT02.R.0303, 2002.
- [B4] Bolt R., G.R. Kuik, R.W.J. Zanting, E.E.R. Jager, *Risicoanalyse aardgastransportleidingen*. Gasunie, RT2003.R.0355, 2003.

Bijlage C Faalfrequenties

De in deze bijlage zijn tabellen opgenomen voor faalfrequentie door *external interference* en corrosie.

C1 Faalfrequenties RTL leidingen

De constructiefactoren van RTL leidingen zijn alle kleiner dan 0.45. De kolommen in Tabel 4 geven achtereenvolgens weer: diameteraanduiding, uitwendige diameter, maximale nominale wanddikte, faalfrequentie ten gevolge van external interference bij de gespecificeerde wanddikte en faalfrequentie ten gevolge van corrosie bij deze wanddikte.

De faalfrequentie berekeningen zijn gebaseerd op een diepteligging van 1.20 meter, *grade B* staal met een kerfslagwaarde van 40 J en een inwendige overdruk van 40 bar.

Diam	Diam	WD	FF EI	FF corr
[inch]	[mm]	[mm]	[$\cdot 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$]	[$\cdot 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$]
4	114	4.8	9.90	0.258
6	168	4.8	19.5	1.03
8	219	6.3	5.56	0.716
10	273	6.3	9.00	1.17
12	324	7.1	6.70	1.10
16	406	8.7	3.14	0.804

Tabel 4: Faalfrequentie RTL leidingen

C2 Faalfrequenties HTL leidingen

De constructiefactoren van HTL leidingen zijn gebaseerd op de gebiedsklasse waarin de leiding wordt gelegd. De constructiefactoren die toegepast worden zijn 0.45 voor gebiedsklasse IV, 0.55 voor gebiedsklasse III en 0.65 voor de gebiedsklassen II en I. De kolommen in Tabel 5 geven achtereenvolgens weer: diameteraanduiding, uitwendige diameter, nominale wanddikte, faalfrequentie ten gevolge van external interference en de corrosie faalfrequentie..

De faalfrequenties voor de HTL leidingen (vanaf 18 inch diameter) zijn gebaseerd op een diepteligging van 1.75 meter, staal met een kerfslagwaarde van 40 J en een inwendige overdruk van 66.2 bar. Faalfrequenties en wanddiktes voor leidingen van 18 inch tot en met 24 inch zijn gebaseerd op X60 staal en voor grotere diameters op X70 staal. Gasunie heeft ook andere staalsoorten in gebruik.

		Constr fact 0.45			Constr fact 0.55			Constr fact 0.65		
Diam	Diam	WD	EI	Corr	WD	EI	Corr	WD	EI	Corr
[inch]	[mm]	[mm]	[10^{-6} jr^{-1}]	[10^{-6} jr^{-1}]	[mm]	[10^{-6} jr^{-1}]	[10^{-6} jr^{-1}]	[mm]	[10^{-6} jr^{-1}]	[10^{-6} jr^{-1}]
18	457	8.3	1.51	1.09	7	4.23	1.80	6.3	6.00	2.26
20	508	9.2	1.01	0.902	7.8	2.89	1.58	6.8	5.00	2.20
24	610	11.1	0.280	0.569	9.3	1.22	1.21	7.7	3.90	2.10
30	762	12	0.179	0.359	9.8	1.28	0.976	8.3	3.64	1.70
36	914	14.3	0.063	0.188	11.8	0.381	0.616	9.9	2.04	1.30
42	1067	16.6	0.015	0.094	13.7	0.164	0.389	11.7	0.724	0.893
48	1219	18.9	0.004	0.045	15.6	0.058	0.236	13.3	0.393	0.637

Tabel 5: Faalfrequentie HTL leidingen