

Kwantitatieve Risico Analyse Gastransportleidingen TAQA Gasopslag Bergermeer

Door
M. Gielisse
D.M. Triezenberg
M.T. Dröge



Gasunie Engineering & Technology is een handelsnaam van Gasunie Engineering B.V.,
dochteronderneming van N.V. Nederlandse Gasunie

RAPPORT : DET 2007.R.0791, versie 2.0

Datum : 12 november 2008

Bladen inclusief bijlagen: 49

Projectnummer: W.2520.001

Copyright © 2008 Gasunie Engineering B.V., Groningen

Dit rapport is opgesteld in opdracht van: TAQA Energy B.V.

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd, openbaar gemaakt, opgeslagen in een gegevensopzoeksysteem of in enigerlei andere vorm of op enigerlei andere wijze worden verspreid, hetzij elektronisch, mechanisch, door middel van fotokopie, microfilm of op andere wijze, zonder de schriftelijke toestemming van N.V. Nederlandse Gasunie. Gasunie accepteert geen enkele aansprakelijkheid met betrekking tot het gebruik van, of voor schaden die voortvloeien uit het gebruik van enigerlei informatie, apparatuur of proces die of dat wordt beschreven in dit rapport.

1. SAMENVATTING

In opdracht van TAQA Energy B.V. is een risicostudie uitgevoerd voor de aan te leggen gastransportleidingen voor de Gasopslag Bergermeer.

De risicostudie in dit rapport is conform de in opdracht van de Nederlandse overheid opgestelde richtlijnen voor kwantitatieve risicoanalyses uitgevoerd met PIPESAFE. PIPESAFE is een door de Nederlandse overheid goedgekeurd softwarepakket voor risicoberekeningen aan hoge druk aardgastransportleidingen. In de berekeningen is gebruikgemaakt van bevolkingsdata zoals aangeleverd aan advies- en ingenieursbureau DHV door de gemeentes Alkmaar, Schermer en Heiloo, aangevuld met gegevens uit de bevolkingsdatabase Bridgis. De berekeningen zijn uitgevoerd conform de met RIVM overeengekomen en door VROM geaccepteerde rekenmethodologie. In de risicostudie zijn de betreffende gastransportleidingen zowel getoetst aan de huidige regelgeving, zoals beschreven in de circulaire VROM [2], als de toekomstige wetgeving, het plaatsgebonden risico en groepsrisico berekend zoals beschreven in PGS-3 [3].

Er is in de risicoberekening geen rekening gehouden met de nabijgelegen windturbine. TAQA Energy B.V. heeft aangegeven dat middels een kleine wijziging in het tracé deze zodanig gepositioneerd zal zijn dat de leidingen van de beschouwde alternatieven op 200 m afstand van de windturbine liggen. Deze afstand is groter dan de zogenaamde 'high impact zone' van de windturbine, waarmee wordt voldaan aan huidig Gasuniebeleid.

De wijziging van het tracé is niet meegenomen in de berekeningen van het groepsrisico. Gezien de lage bevolkingsdichtheid in dit gedeelte van het tracé is de verwachting dat het GR niet significant zal wijzigen.

Uit de berekeningen en analyses kan het volgende worden geconcludeerd:

Het voorziene ontwerp van de gastransportleidingen voldoet aan de huidige regelgeving, zijnde de circulaire "Zonering langs hoge druk aardgastransportleidingen".

Daarnaast voldoet het voorziene ontwerp aan de toekomstige regelgeving, waarbij het plaatsgebonden risico en het groepsrisico worden getoetst aan respectievelijk de grenswaarde en de oriënterende waarde.

Met betrekking tot het plaatsgebonden risico van de leidingen van de beschouwde varianten (het voorkeursalternatief en de alternatieven 3 tot en met 6) voldoen deze aan de door de Nederlandse overheid gestelde grenswaarde van $PR < 10^{-6}$ per jaar ter plaatse van (beperkt) kwetsbare objecten.

De beschouwde varianten voldoen tevens aan de oriënterende waarde voor groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2}$ per km per jaar, waarbij F de frequentie is van een ongeval met N of meer dodelijke slachtoffers.

De aardgascondensaatleiding voldoet aan de huidige regelgeving, zijnde de circulaire "Bekendmaking van beleid ten behoeve van de zonering langs transportleidingen voor brandbare vloeistoffen van de K1, K2 en K3-categorie" aangevuld met de memo "Risicoafstanden voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen K1K2K3" waarmee wordt geanticipeerd op toekomstige regelgeving.

INHOUDSOPGAVE

1. Samenvatting	2
2. Inleiding.....	5
3. Risicoanalyse.....	6
3.1. Algemeen	6
3.2. Toetsingscriteria en regelgeving	7
3.2.1. Huidige regelgeving	7
3.2.2. Toekomstige regelgeving.....	8
4. Uitgangspunten	9
4.1. Atmosferische condities	9
4.2. Leidingtracés	9
4.2.1. Voorkeursalternatief	10
4.2.2. Alternatief 3 – Bergerweg Noord	11
4.2.3. Alternatief 4 – Alkmaar Westrand	12
4.2.4. Alternatief 5 – MOB Bergen	13
4.2.5. Alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM	14
4.3. Aardgassamenstelling	15
4.4. Bevolkingsgegevens.....	15
5. Faalscenario's en faaloorzaken.....	16
5.1. Faaloorzaken	16
5.2. Faalscenario's	17
5.3. Domino-effecten.....	18
6. Faalfrequentie berekening.....	19
6.1. Faalfrequentie	19
6.2. Ontstekingskans	19
6.3. Ontstekingstijdstip.....	19
6.4. Faalfrequentie bij parallelligging	19
7. Effectberekeningen	21
7.1. Uitstroom	21
7.2. Uitstroom bij domino-effecten.....	22
7.3. Warmtestraling	22
7.3.1. Warmtestraling bij domino-effecten	22
7.4. Letaliteit.....	23

8. Risicoberekeningen	24
8.1. Plaatsgebonden risico.....	24
8.1.1. Plaatsgebonden risico bij domino-effecten	24
8.2. Groepsrisico.....	25
8.2.1. Groepsrisico bij domino-effecten	26
9. Resultaten.....	27
9.1. Toetsing aan huidige zonering.....	27
9.1.1. Toetsing aan huidige zonering voor aardgascondensaatleiding	28
9.2. Plaatsgebonden Risico.....	28
9.2.1. Plaatsgebonden risico gastransportleidingen	28
9.3. Plaatsgebonden risico met domino effecten voor gastransportleidingen.....	31
9.4. Groepsrisico.....	31
9.4.1. Groepsrisico screening Voorkeursalternatief.....	32
9.4.2. FN-curves Voorkeursalternatief	34
9.4.3. Groepsrisico screening Alternatief 3 – Bergerweg Noord.....	35
9.4.4. Groepsrisico screening alternatief 4 – Alkmaar Westrand.....	36
9.4.5. Groepsrisico screening alternatief 5 – MOB Bergen	37
9.4.6. Groepsrisico screening alternatief 6 – Compressie BDF/behandeling BKM	39
Conclusies	41
10. Referenties.....	42
Bijlage A Faalfrequenties	44
A1 Schade door derden.....	44
A2 Andere faaloorzaken	46
A3 Referenties bijlage A.....	47
Bijlage B Faalfrequentie bij domino-effecten.....	48

2. INLEIDING

In dit rapport wordt een risicoanalyse gemaakt van de gastransportleidingen en aardgascondensaatleiding in vijf voorgestelde varianten van TAQA Energy B.V. voor de Gasopslag Bergermeer.

De bovengenoemde aardgastransportleidingen zijn getoetst aan de huidige regelgeving; de eisen uit de circulaire VROM [2]. Tevens zijn de leidingen getoetst aan de toekomstige wetgeving, zijnde het plaatsgebonden risico en groepsrisico berekend conform PGS-3 [3], welke zal worden vastgelegd in een Algemene Maatregel van Bestuur Buisleidingen (AMvB Buisleidingen).

De risicostudie in dit rapport is uitgevoerd met PIPESAFE [4, 5], conform de richtlijnen voor kwantitatieve risicoanalyses [3] die in opdracht van de Nederlandse overheid zijn opgesteld. PIPESAFE is een door de Nederlandse overheid goedgekeurd softwarepakket voor risicoberekeningen aan aardgastransport. Het is in een periode van meer dan 10 jaar ontwikkeld in internationaal verband, is gebaseerd op jarenlang fundamenteel onderzoek naar de oorzaken en consequenties van falen van gastransportleidingen en is gevalideerd middels experimenten op zowel kleine als volle schaal [6]. In het jaar 2000 heeft het ministerie van VROM besloten om Gasunie toestemming te verlenen risicoberekeningen met betrekking tot aardgastransportleidingen uit te voeren met PIPESAFE, voor zover dit conform PGS-3 [3] plaatsvindt [7].

PIPESAFE kent een standaard geldigheid voor berekeningen aan aardgastransportleidingen met een druk tot 100 bar. Bij berekeningen met hogere drukken, zoals bij de leidingen met een druk van 160 bar in deze risicostudie, moet voorzichtigheid worden betracht. De softwareontwikkelaar, Advantica Ltd., geeft echter aan dat ook berekeningen met dergelijke hogere drukken betrouwbare resultaten opleveren.

De aardgascondensaatleiding is getoetst aan de memo Risicoafstanden voor buisleidingen met brandbare stoffen K1K2K3 [17], welke voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen anticipeert op de toekomstige AMvB Buisleidingen.

In alternatieven 1 en 2 wordt alleen de ligging van de locatie voor compressie en behandeling op industrieterrein Boekelermeer licht gevarieerd ten opzichte van het voorkeursalternatief. Omdat de leidingtracés daarbij slechts weinig veranderen, worden het PR en het GR in alternatieven 1 en 2 identiek verondersteld aan het PR en het GR in het voorkeursalternatief. Alternatieven 1 en 2 worden daarom in deze risicostudie buiten beschouwing gelaten.

TAQA B.V. heeft voor alle alternatieven tevens tracés beschreven voor productiewaterleidingen en een 4" off-gas leiding met een ontwerpdruk (DP) van 10 barg. De 4" off-gas leiding wordt in deze risicoanalyse buiten beschouwing gelaten omdat de huidige regelgeving, de circulaire [2], geldt voor gastransportleidingen met een druk van 20 bar of hoger en de toekomstige regelgeving, de AMvB Buisleidingen, zal gelden voor gastransportleidingen met een druk van 16 bar of hoger.

3. 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 op basis van geldende regelgeving, in combinatie met hun kans van optreden, acceptabel zijn.

3.1. Algemeen

In het algemeen bestaat een risicoanalyse van een aardgastransportleiding uit de volgende stappen:

1. *Verzamelen van gegevens.* 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, onder meer met betrekking tot bevolkingsdata.
2. *Bepaling van mogelijke faalscenario's.* Met betrekking tot de te bestuderen leidingen gaat het hierbij om het falen van de leidingen als lek of als breuk.
3. *Faalfrequentie berekening.* Op basis van de faalscenario's worden faalfrequenties afgeleid. Indien wordt afgeweken van de waarden zoals die zijn opgenomen in [3], is het vereist dat de gehanteerde frequenties goed worden onderbouwd.
4. *Effectberekeningen.* Middels de geïdentificeerde faalscenario's kan worden bepaald welke gezondheidseffecten er naar verwachting zullen ontstaan ten gevolge van uitstroom van gas of brand.
5. *Risicoberekening.* Op basis van de berekende faalfrequenties en de effectberekeningen kan het plaatsgebonden risico (PR) en het groepsrisico (GR) worden bepaald.
 - a. *Plaatsgebonden risico*
Het PR wordt gedefinieerd als de kans per jaar dat een persoon die onbeschermd op een plaats buiten een buisleiding onafgebroken zou verblijven, overlijdt als rechtstreeks gevolg van een ongewoon voorval met die buisleiding, waarbij een gevaarlijke stof betrokken is.
 - b. *Groepsrisico*
Het GR wordt gedefinieerd als de cumulatieve kansen per jaar dat tenminste 10, 100 of 1000 personen overlijden als rechtstreeks gevolg van hun aanwezigheid in het invloedsgebied van een buisleiding en een ongewoon voorval met die buisleiding, waarbij een gevaarlijke stof betrokken is, uitgezet in een grafiek (FN-curve) met op de horizontale as het aantal dodelijke slachtoffers en op de verticale as de cumulatieve kansen per jaar op tenminste dat aantal slachtoffers.
6. *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. In de volgende sectie worden de toetsingscriteria nader toegelicht.

3.2. Toetsingscriteria en regelgeving

3.2.1. Huidige regelgeving

Om te bepalen of de berekende risico's acceptabel zijn, wordt getoetst aan de normen die in twee documenten door de overheid zijn vastgelegd, zijnde de handreiking externe veiligheid vervoer gevaarlijke stoffen behorende bij de Nota Risiconormering Vervoer Gevaarlijke Stoffen [1], de circulaire VROM [2].

De circulaire VROM bevat bebouwingsafstanden¹ die afhankelijk zijn van leidingdiameter, operationele druk en aard der bebouwing. De bebouwingsafstand is verschillend per gebiedsklasse. Meer specifiek refereren gebiedsklassen 1 en 2 aan gebieden met geen of incidentele bebouwing, dan wel gebieden met bijzondere objecten uit categorie II (zoals sporthal, zwembad, weidewinkel en relatief kleine hotels, kantoorgebouwen of industriegebouwen). Gebiedsklasse 3 of 4 wordt toegekend aan gebieden met o.a. woonwijken, flatgebouwen, scholen, ziekenhuizen en grote hotels of kantoorgebouwen. Voor een exacte beschrijving van de gebiedsklasse indeling wordt verwezen naar [2]. De gebiedsklasse dient te worden vastgesteld door een bepaalde strook aan weerszijden van de leiding te beoordelen op bebouwing. Deze strook wordt gedefinieerd door de zogenaamde toetsingsafstand (gemeten vanaf het hart van de leiding).

De constructie van de leiding is tevens afhankelijk van de gebiedsklasse. Doorgaans moet een constructiefactor² worden gehanteerd van minimaal 0.72 in gebiedsklasse 1; 0.65 in gebiedsklasse 2; 0.55 in gebiedsklasse 3 en 0.45 in gebiedsklasse 4. Afwijkende ontwerpfactoren worden gebruikt voor kruisingen (met wegen, spoorwegen, kanalen, dijken, etc.)

In het geval de bebouwingsafstand niet kan worden gerealiseerd wegens knelpuntsituaties ten gevolge van de aard van de bebouwing, kan de afstand worden gehalveerd (zie [2]). Echter, in een dergelijk geval moet de constructiefactor met 0.1 worden verlaagd en moet een risicobeperkende maatregel worden genomen, waarbij gekozen kan worden uit onder andere:

- een gronddekking groter dan of gelijk aan 2 meter gecombineerd met extra markering of bewaking;
- een afdekking met betonplaten op het maaiveld boven de leiding;
- een damwandconstructie naast de leiding;
- het toepassen van materiaal met een hogere gespecificeerde minimum kerftaaiheid.

De circulaire "*Bekendmaking van beleid ten behoeve van de zonering langs transportleidingen voor brandbare vloeistoffen van de K1, K2 en K3-categorie*" [18] schrijft voor K1 brandbare vloeistoffen een minimale bebouwingsafstand van 5 meter voor. Tegen deze afstand is niet getoetst omdat is geanticipeerd op toekomstige regelgeving, die een grotere afstand voorschrijft (zie sectie 3.2.2).

¹ De bebouwingsafstand refereert aan een afstand tot aan het hart van de leiding en definieert zodoende een strook rond de leiding waarbinnen gebouwen niet zijn toegestaan.

² De constructiefactor (CF) wordt gedefinieerd door $CF = \sigma_h / SMYS$, waarin σ_h de ringspanning en SMYS de minimum rekgrens van het materiaal. De laatste is afhankelijk van staalsoort, terwijl de ringspanning gedefinieerd wordt door $\sigma_h = p \cdot (D-t) / (2 \cdot t)$, waarin p de druk (in $N \cdot mm^{-2}$), D de diameter (in mm) en t de wanddikte (in mm).

3.2.2. Toekomstige regelgeving

De huidige regelgeving, bestaande uit de circulaires [2] en [18], zal worden vervangen door een Algemene Maatregel van Bestuur Buisleidingen (AMvB Buisleidingen). In deze AMvB wordt een grenswaarde gesteld aan het plaatsgebonden risico (PR) en een oriënterende waarde gegeven voor het groepsrisico (GR). Vooruitlopend op het van kracht worden van de AMvB zijn onderstaande berekeningen uitgevoerd.

De handreiking [1] geeft voor nieuwe situaties (hetgeen bij aanleg van nieuwe leidingen het geval is) als grenswaarde (ter hoogte van kwetsbare objecten) cq. richtwaarde (ter hoogte van beperkt kwetsbare objecten) voor het plaatsgebonden risico: $PR < 10^{-6} \text{ jaar}^{-1}$. In deze studie is daarom naast de toetsing aan de zoneringafstanden, tevens een plaatsgebonden risicoberekening uitgevoerd.

Voor het groepsrisico van ondergrondse gastransportleidingen is een oriënterende waarde gesteld van $F \cdot N^2 < 10^{-2} \text{ km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$, waarbij F de frequentie is met N of meer dodelijke slachtoffers (zie [1]). Met betrekking tot het groepsrisico als gevolg van aardgastransport door buisleidingen zijn in [1] een tweetal vuistregels opgenomen waaraan in eerste instantie gerefereerd kan worden voor het al dan niet uitvoeren van een groepsrisicoberekening. Het wordt echter benadrukt dat deze vuistregels grofstoffelijk zijn en geen rekening houden met details van de situatie die moet worden beoordeeld. Bij iedere toepassing van de vuistregels dient de gebruiker zich goed rekenschap te geven van de beperkingen. Ter voorkoming van onduidelijkheden is voor het gehele leidingtracé een screening van het groepsrisico uitgevoerd, zonder eerst te toetsen aan de genoemde vuistregels.

De aardgascondensaatleiding in de beschouwde alternatieven is na overleg met RIVM onder de categorie K1 geschaard. Mogelijk is het kookpunt van het condensaat iets lager dan de grenswaarde voor de categorie K1. Dit wordt dan veroorzaakt door een klein deel methaan dat aanwezig is in het condensaat. Daarom is modellering als K1-vloeistof realistisch. De memo [17] bevat voor buisleidingen met K1 brandbare vloeistoffen de plaatsgebonden risicoafstanden van 10^{-6} per jaar, welke de bebouwingsafstanden vervangen uit de circulaire 'Bekendmaking van beleid ten behoeve van de zonering langs transportleidingen voor brandbare vloeistoffen van de K1, K2 en K3-categorie' [18]. Op deze wijze wordt geanticipeerd op de vervanging van de circulaire door een nieuwe AMvB Buisleidingen, waarin de nieuwe afstanden worden opgenomen. De afstand die geldt voor K1 brandbare vloeistoffen bij de gespecificeerde leidingparameters is 7 meter. De aardgascondensaatleiding is hieraan getoetst, waarmee impliciet getoetst wordt aan de huidige circulaire [18].

4. UITGANGSPUNTEN

4.1. Atmosferische condities

De belangrijkste atmosferische condities die van toepassing zijn bij de risicoberekeningen zijn overgenomen uit de richtlijnen [3] en opgenomen in Tabel 1. Voor de berekeningen is gebruik gemaakt van de windroos van IJmuiden, de verdeling van de windsnelheden en de windroos is volgens [3].

Parameter	Waarde in PGS-3
Omgevingstemperatuur [K]	282
Temperatuur van het gas [K]	282
Atmosferische druk [bara]	1.0151
Luchtvochtigheid [%]	83
Aantal uren in een dag [-]	10.5

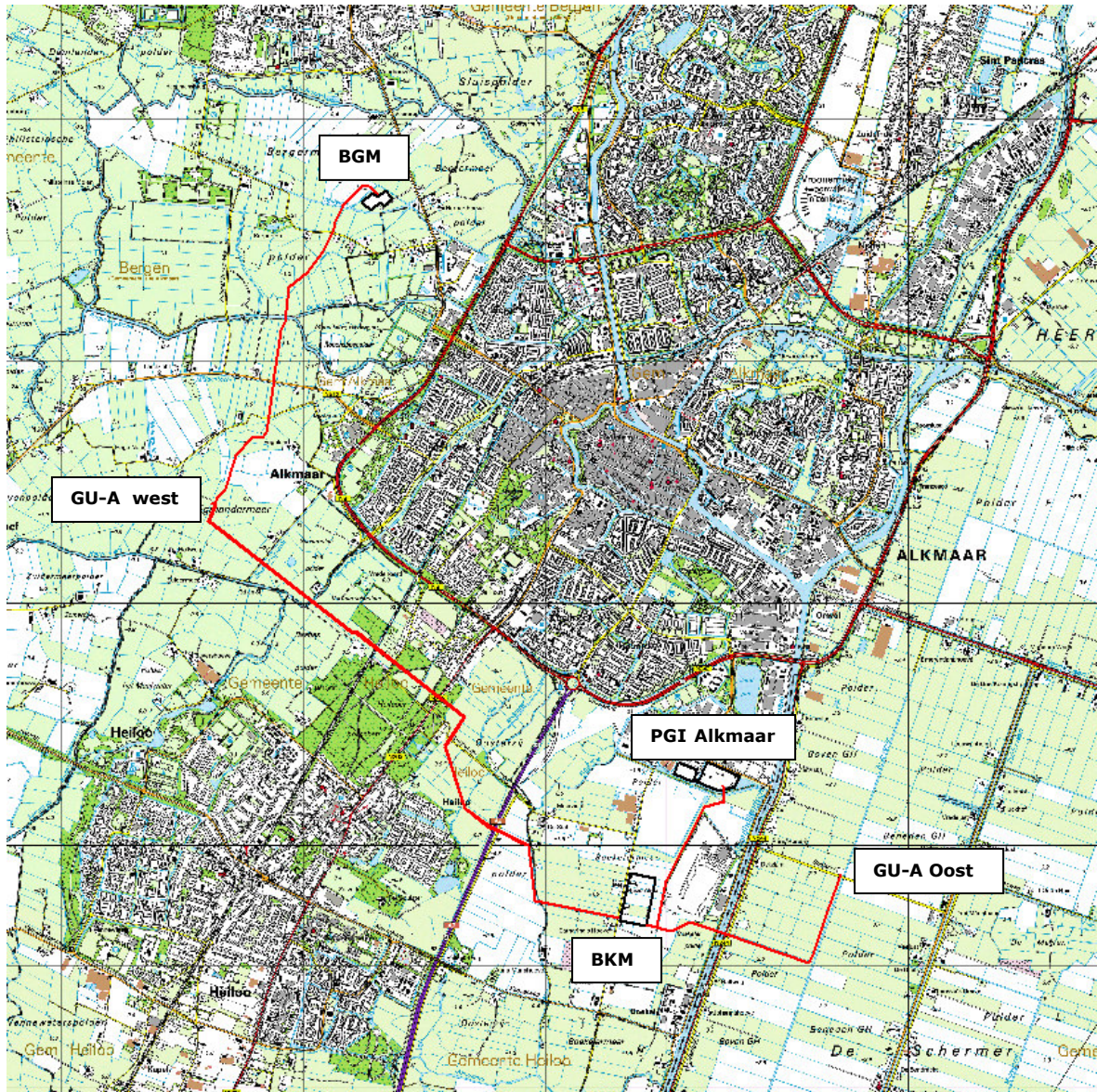
Tabel 1: Atmosferische condities zoals opgenomen in PGS-3.

4.2. Leidingtracés

In dit rapport worden risicostudies uitgevoerd voor vijf verschillende alternatieven, te weten het voorkeursalternatief en de alternatieven 3 tot en met 6. Binnen elk alternatief zijn een aantal tracés gedefinieerd waarbij binnen elk tracé één of meerdere transportleidingen liggen. De risicoberekeningen aan de aardgastransportleidingen zijn uitgevoerd met PIPESAFE [4], [5].

4.2.1. Voorkeursalternatief

De geografische ligging van de tracés die in de risicostudie van het voorkeursalternatief zijn meegenomen is ter indicatie weergegeven in Figuur 1. De transportleidingen met de daarbij behorende leidingparameters zijn weergegeven in Tabel 2.



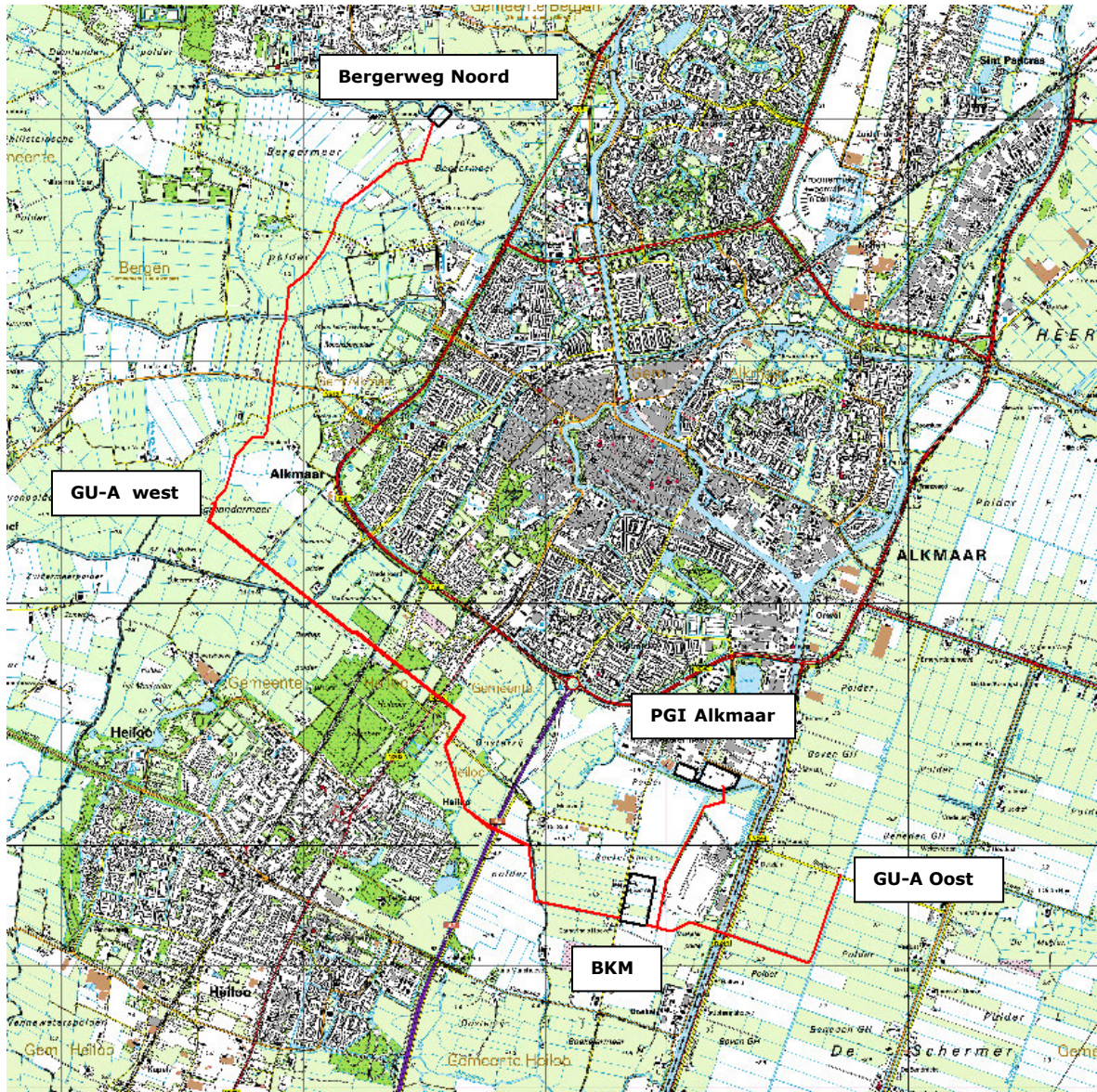
Figuur 1: Voorkeursalternatief, geografische ligging van de tracés

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BKM – BGM	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 [#]	30 [#]
GU-A West – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1/11.1
BKM – PGI	3" Condensate	1.25	88.9	85	superduplex	485	3.2
GU-A-Oost – BKM	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7

Tabel 2 leidingparameters Voorkeursalternatief (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70°C)

4.2.2. Alternatief 3 – Bergerweg Noord

De geografische ligging van de tracés die in de risicostudie van alternatief 3 – Bergerweg Noord zijn meegenomen is ter indicatie weergegeven in Figuur 2. De transportleidingen met de daarbij behorende leidingparameters zijn weergegeven in Tabel 3.



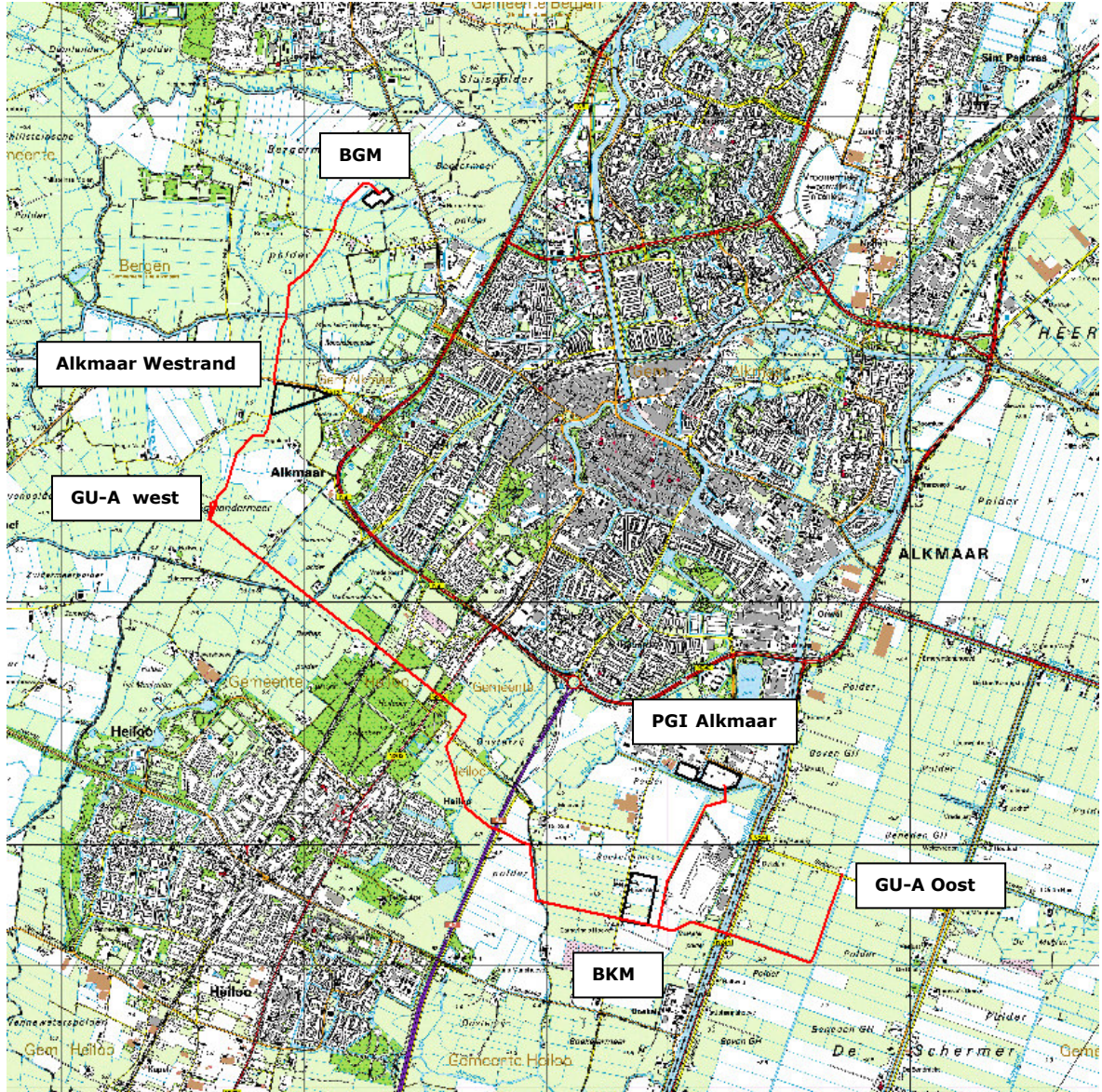
Figuur 2: Alternatief 3 – Bergerweg Noord, Geografische ligging van de tracés

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BKM – Bergerweg Noord	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 [#]	30
GU-A West – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
BKM – GU-A-Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7
BKM – PGI	3" Condensate	1.25	88.9	85	superduplex	485	3.2

Tabel 3: Leidingparameters alternatief 3 – Bergerweg Noord (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)

4.2.3. Alternatief 4 – Alkmaar Westrand

De geografische ligging van de tracés die in de risicostudie van alternatief 4 – Alkmaar Westrand zijn meegenomen is ter indicatie weergegeven in Figuur 3. De transportleidingen met de daarbij behorende leidingparameters zijn weergegeven in Tabel 4.



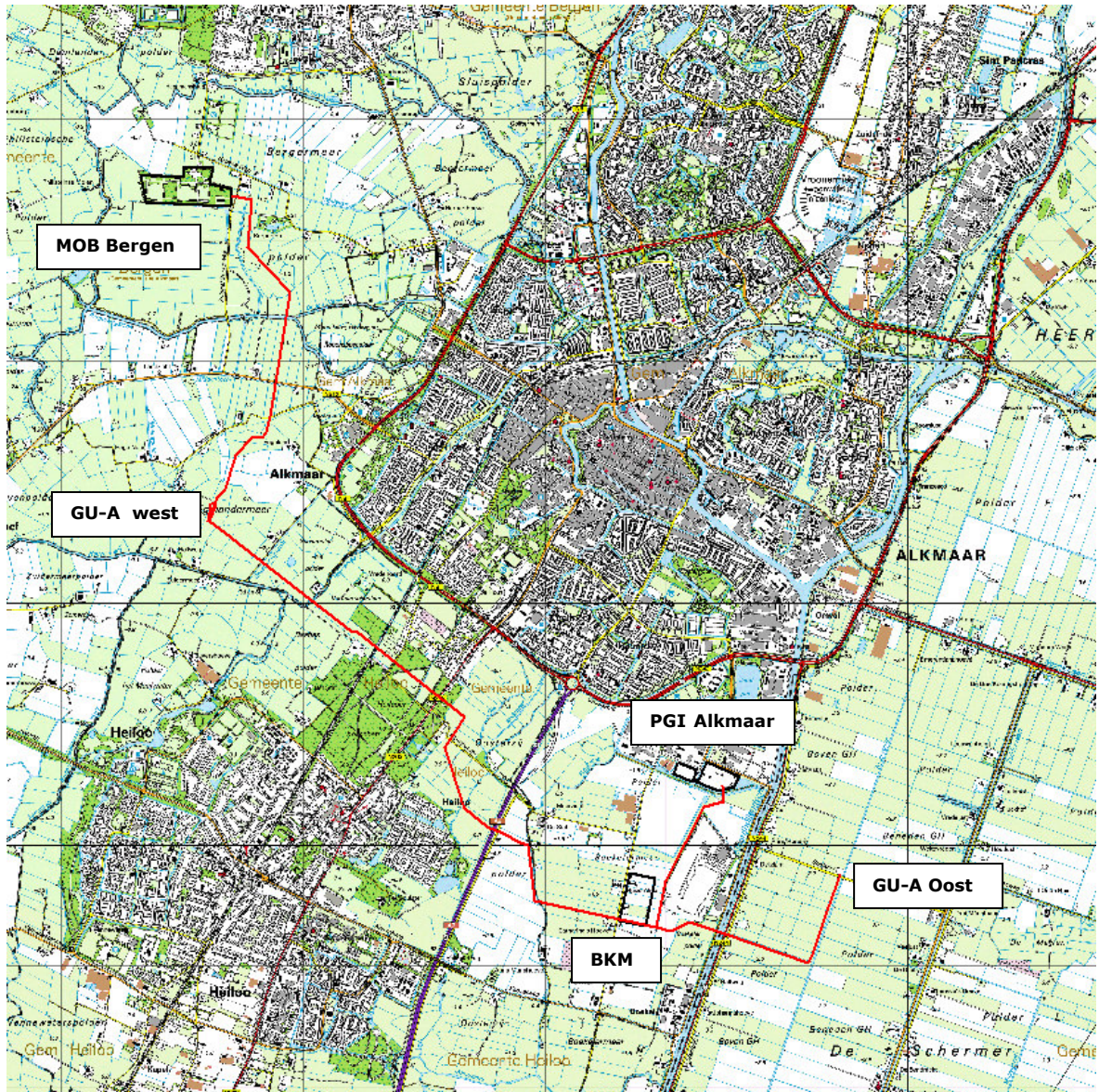
Figuur 3: Alternatief 4 – Alkmaar Westrand, Geografische ligging van de tracés

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BKM – Alkmaar Westrand	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 [#]	30
GU-A West – Alkmaar Westrand	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
Alkmaar Westrand – GU-A-Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7
BKM – PGI	3" Condensate	1.25	88.9	85	superduplex	485	3.2

Tabel 4: Leidingparameters Alternatief 4 – Alkmaar Westrand (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)

4.2.4. Alternatief 5 – MOB Bergen

De geografische ligging van de tracés die in de risicostudie van alternatief 5 – MOB Bergen zijn meegenomen is ter indicatie weergegeven in Figuur 4. De transportleidingen met de daarbij behorende leidingparameters zijn weergegeven in Tabel 5.



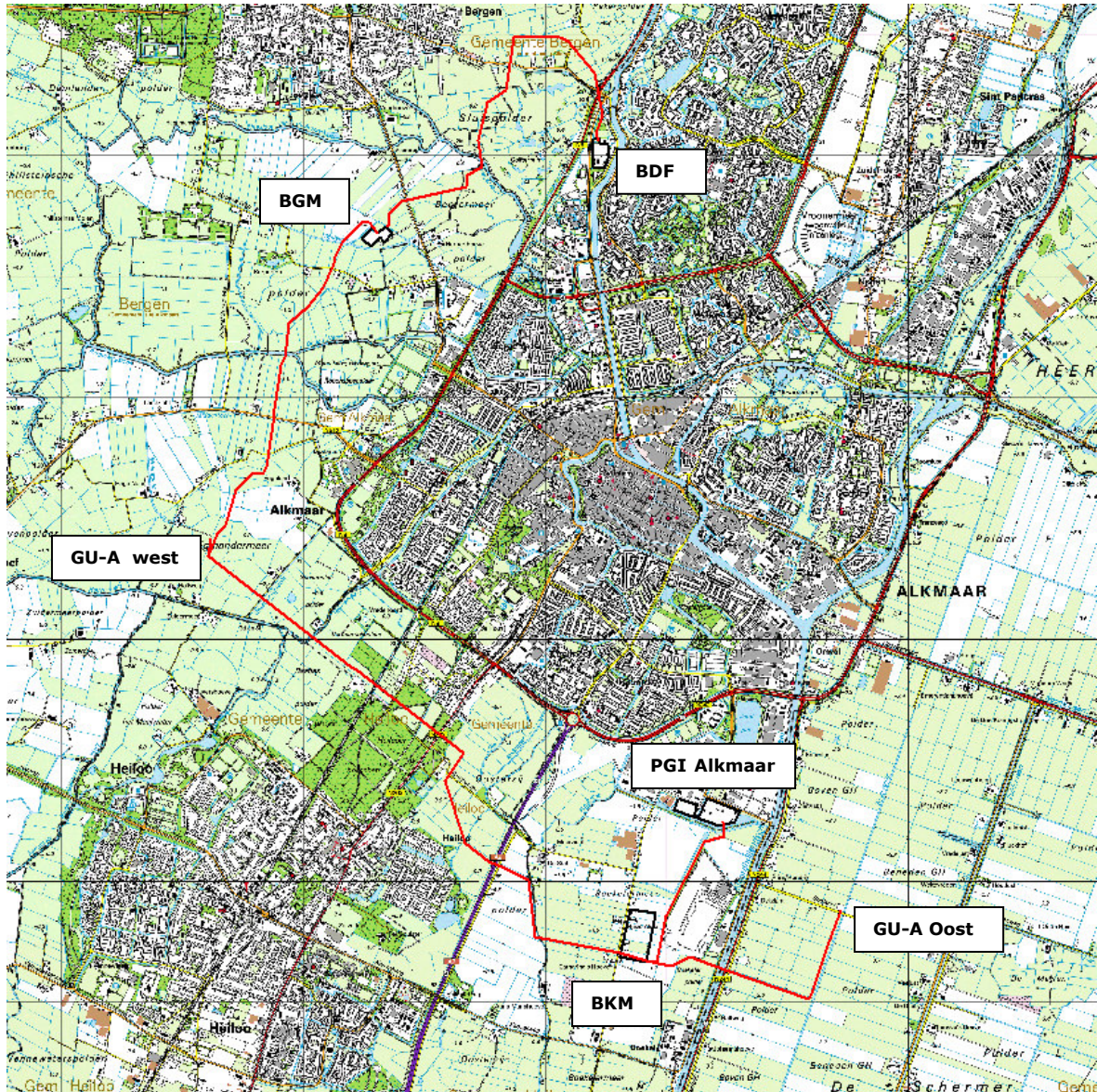
Figuur 4: Alternatief 5 – MOB Bergen, Geografische ligging van de tracés

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
MOB Bergen – GU-A West	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
MOB Bergen – GU-A Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7
BKM – PGI	3" Condensate	1.25	88.9	85	superduplex	485	3.2

Tabel 5: Leidingparameters Alternatief 5 – MOB Bergen (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)

4.2.5. Alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM

De geografische ligging van de tracés die in de risicostudie van alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM zijn meegenomen is ter indicatie weergegeven in Figuur 5. De transportleidingen met de daarbij behorende leidingparameters zijn weergegeven in Tabel 6.



Figuur 5: alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM, Geografische ligging van de tracés

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BGM – BKM	2 x 30" Dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 ^a	30
BGM – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
BKM – GU-A Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7
BDF – BGM	28" Dry/wet gas	1.25	711.2	80	X70	482	22
BKM – PGI	3" Condensate	1.25	88.9	85	superduplex	485	3.2

Tabel 6: Leidingparameters alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM
(* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)

4.3. Aardgassamenstelling

In Tabel 7 staan de fysische eigenschappen van hoogcalorisch gas (H-gas), waarmee in de risicostudie is gerekend.

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

Tabel 7: Fysische eigenschappen H-gas

4.4. Bevolkingsgegevens

Gegevens van de aanwezige omwonenden en werknemers zijn voor delen van de beschouwde tracés aangeleverd door advies- en ingenieursbureau DHV, om voor zowel de QRA voor het gascompressiestation als voor deze QRA uit te gaan van dezelfde gegevens. De gegevens van DHV zijn gebaseerd op de door de gemeenten verstrekte gegevens. De ontbrekende gegevens zijn verkregen uit de Bridgis database. Deze database deelt Nederland op in vakjes van 25 bij 25 meter en associeert met elk vakje een aantal bewoners, werknemers en adressen. Overigens bestaat de mogelijkheid dat er afwijkingen zijn tussen de bewoners- en werknemersaantallen uit de database en de actuele situatie.

Opgemerkt dient te worden dat het kan voorkomen dat er bewoners en/of werknemers aanwezig kunnen zijn binnen de bebouwingafstand. Hiervoor is in de berekeningen niet gecorrigeerd.

5. FAALSCENARIO'S EN FAALORZAKEN

De risicoberekeningen zijn uitgevoerd conform PGS-3 [3]. Met betrekking tot het falen van aardgasleidingen spreekt deze richtlijn over een tweetal scenario's, te weten lekken en breuken. Voor ondergrondse aardgastransportleidingen dient een lek gemodelleerd te worden als een rond gat met een diameter van 20 mm.

5.1. Faalorzaken

Uit zowel Gasuniedata als internationale data betreffende leidingbeschadigingen en leidingincidenten blijkt dat schade door derden (external interference) de primaire faaloorzaak is voor ondergrondse gastransportleidingen. Daarnaast is ook externe corrosie een faaloorzaak, evenals materiaal- en constructiefouten, vermoeiing, SCC³ en aardverschuivingen. Echter, de laatste twee faalorzaken zijn in Nederland tot nog toe niet waargenomen. Vermoeiing door cyclische belastingen wordt uitgesloten in de risicoberekeningen, volgens berekeningen met het FATIGUE model in PIPESAFE zal een cyclische belasting niet leiden tot falen door vermoeiing. Tevens worden de leidingen voor aanleg hydrostatisch beproefd, zodat de kans op constructie- en materiaal fouten nihil kan worden geacht.

In de faalfrequentie berekeningen wordt daarom alleen rekening gehouden met schade door derden en externe corrosie als faalorzaken. Voor meer details omtrent de faalfrequentie berekeningen wordt verwezen naar Bijlage A. De faalorzaken waarmee gerekend is zijn aangegeven door TAQA Energy B.V.

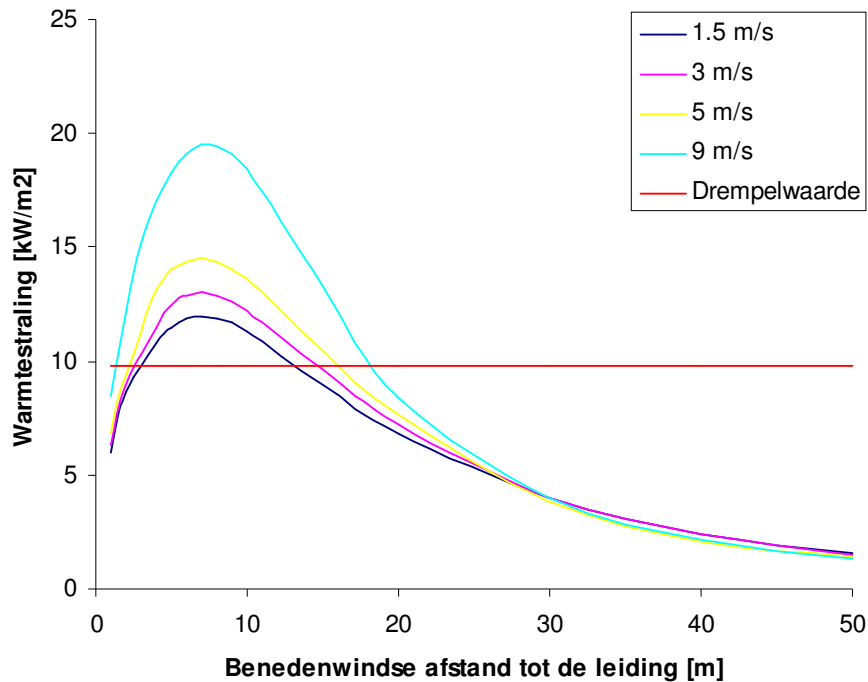
In de beschouwde alternatieven, met uitzondering van alternatief 5, is sprake van 'wet-gas' voerende leidingen. In overleg met het RIVM is besloten om voor deze leidingen interne corrosie niet als faaloorzaak mee te nemen. Ter compensatie is de 2 mm corrosietoeslag op de wanddikte voor deze leidingen niet meegenomen in de risicoberekeningen. Voor de geïsoleerde wet-gas 2x30" leidingen wordt tevens rekening gehouden met externe corrosie als faaloorzaak.

Er is in de risicoberekening geen rekening gehouden met de nabijgelegen windturbine met een hoogte van 85 m en een rotorbladlengte van 35.5 m. TAQA Energy B.V. heeft aangegeven dat middels een kleine wijziging in het tracé deze zodanig gepositioneerd zal zijn dat de leidingen van de beschouwde alternatieven op 150 m afstand van de windturbine liggen. Deze afstand is groter dan de zogenaamde 'high impact zone' van de windturbine, waarmee wordt voldaan aan huidig Gasuniebeleid. De high impact zone wordt voor ondergrondse aardgastransportleidingen gedefinieerd als de ashoogte + één derde keer de bladlengte en bedraagt in dit geval 97 m [19]. De eerder genoemde wijziging van het tracé is niet meegenomen in de berekeningen van het groepsrisico. Gezien de lage bevolkingsdichtheid in dit gedeelte van het tracé is de verwachting dat het GR niet significant zal wijzigen.

³ SCC (Stress Corrosion Cracking) wordt veroorzaakt door spanningen. De trekspanningen leiden tot het optreden van kleine scheurtjes in het materiaal. Deze vorm van corrosie kan leiden tot het falen van leidingen als breuk, terwijl de overige corrosietypen veelal alleen lekkages veroorzaken.

5.2. Faalscenario's

Hoewel de frequentie van falen als lek groter is dan de breukfrequentie, is de uitstroom verwaarloosbaar klein ten opzichte van de uitstroom behorend bij een breuk. Deze conclusie geldt ook voor het warmtestralingsprofiel. Ter illustratie zijn in Figuur 6 de benedenwindse warmtestralingsprofielen weergegeven voor een lek van 20 mm in een 160 bar leiding behorend bij de in [3] 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 6: Benedenwindse warmtestralingsprofielen bij een lek van 20 mm in een 160 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 warmtestralingsprofielen 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 18 meter van het lek onder de in [3] gespecificeerde drempelwaarde blijven. Hieruit kan worden geconcludeerd dat het risico behorend bij een lek met een diameter van 20 mm verwaarloosbaar is.

Derhalve wordt bij ondergrondse leidingen alleen gerekend met het breukscenario dat resulteert in tweezijdige verticale uitstroming.

⁴ Volgens PGS-3 dienen risicoberekeningen te worden uitgevoerd tot op 1% letaliteit. Met de methodologie uit PGS-3 komt dit overeen met een warmtestraling van $9.84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$. Deze waarde kan derhalve als een drempelwaarde worden gezien.

5.3. Domino-effecten

Bij alle beschouwde alternatieven is het voornemen om een aantal delen van het tracé uit twee parallel liggende leidingen te laten bestaan. Wanneer een leiding faalt, kan de parallelle leiding falen door overdruk of, indien de uitstroom uit de eerste leiding ontsteekt, door oververhitting indien de gasstroom in de parallel gelegen leiding niet groot genoeg is om de hitte af te voeren. Het eventuele falen van een leiding door overdruk of oververhitting door het falen van een parallel liggende leiding is bestudeerd met behulp van PROPHET, waarbij worst-case wordt uitgegaan van het stilstaan van de gasstroom in de aangestraalde leiding. Het falen door dergelijke domino-effecten is bestudeerd en verdisconteerd in de risicoberekening.

In dit rapport betreft het de volgende parallel liggende leidingen:

Voorkeursalternatief

Bij het voorkeursalternatief is sprake van parallellegging van drie leidingen, te weten twee 30" wet gas leidingen (DP = 160 barg) en een 24" dry gas leiding (DP = 80 barg). De twee 30" leidingen zullen op 2.20 m hart-op-hart⁵ van elkaar komen te liggen. De 24" leiding ligt op 7.00 m hart-op-hart van de dichtstbijzijnde 30" leiding.

De 24" leiding en de 30" leiding zullen geen van beide falen ten gevolge van overdruk of warmtestraling bij falen van de andere leiding. De 24" leiding wordt daarom separaat beschouwd, zonder rekening te houden met domino-effecten.

Bij falen van één van de 30" leidingen zal de andere 30" leiding, in geval van ontsteking, falen ten gevolge van de warmtestraling. Het domino-effect dat op deze manier ontstaat wordt verdisconteerd in de risicoberekeningen.

Alternatief 3 – Bergerweg Noord

Wat betreft parallellegging en domino-effecten is dit alternatief identiek aan het voorkeursalternatief.

Alternatief 4 – Alkmaar Westrand

Bij alternatief 4 is sprake van parallellegging van een 36" dry gas leiding (DP = 80 barg) en een 24" dry gas leiding (DP = 80 barg). De onderlinge afstand tussen de leidingen bedraagt 7.00m hart-op-hart. Geen van beide leidingen zal falen ten gevolge van overdruk of warmtestraling bij falen van de andere leiding. De parallel gelegen leidingen worden derhalve separaat beschouwd, zonder domino-effecten.

Alternatief 5 – MOB Bergen

Wat betreft parallellegging en domino-effecten is dit alternatief identiek aan alternatief 4.

Alternatief 6 – Compressie BDF/Behandeling BKM

Wat betreft parallellegging en domino-effecten is dit alternatief identiek aan het voorkeursalternatief.

Er is in de risicoberekening geen rekening gehouden met de nabijgelegen windturbine met betrekking tot dominoeffecten, omdat de windturbine buiten de high-impact zone staat (zie sectie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

⁵ De hart-op-hart afstand wordt gedefinieerd als de afstand tussen de middelpunten van twee leidingen.

6. FAALFREQUENTIE BEREKENING

6.1. Faalfrequentie

De transportleidingen voldoen aan de technische norm NEN3650:2003 "Eisen voor buisleidingsystemen". De transportleidingen worden bovendien overeenkomstig Gasunie-specificatie ontworpen, aangelegd en beheerd.

TAQA Energy B.V. heeft een geïntegreerd veiligheidsbeheerssysteem (HSSE_Managementsysteem) volgens de indeling van ISO-14001. Voor de buisleidingen zullen stringente beheersprocedures gelden en er zal een uitgebreid corrosiepreventie- en corrosie-monitoringprogramma worden uitgevoerd. Hierdoor is het mogelijk de Gasunie faalfrequenties te hanteren, rekeninghoudend met de staalsoort, kerfslagwaarde, druk en wanddikte van de leiding alsook de bijdrage van "externe beschadiging" en diepteligging.

De faalfrequenties voor schade door derden en corrosie worden berekend met behulp van PIPESAFE voor de gasvoerende leidingen. Voor de parameters wordt verwezen naar [11], meer details staan beschreven in Bijlage A.

6.2. Ontstekingskans

In de berekeningen is uitgegaan van een diameter- en drukafhankelijke ontstekingskans. Daarmee wordt de totale frequentie van falen met ontsteking voor een individuele leiding gegeven door

$$FF_{tot} = (ff_{EI} + ff_{cor}) \cdot P_{ign},$$

waarin FF_{tot} de totale faalfrequentie met ontsteking is, ff_{EI} de faalfrequentie als gevolg van schade door derden, ff_{cor} de faalfrequentie als gevolg van corrosie en P_{ign} de kans op ontsteking.

6.3. Ontstekingstijdstip

In de (plaatsgebonden) risicoberekening wordt ervan uitgegaan dat als de uitstroom van gas ontsteekt, de kans 75% is dat dit direct gebeurt op tijdstip $t=0$ en de kans 25% is dat ontsteking pas 120 s na het optreden van de breuk plaatsvindt.

Indien een leiding faalt door domino-effecten als gevolg van parallelligging wordt ervan uitgegaan dat alleen directe ontsteking plaatsvindt, en wordt dus geen 75% / 25% verdeling gemaakt tussen directe en indirecte ontsteking.

6.4. Faalfrequentie bij parallelligging

Indien een leiding kan falen door aanstraling van een naburige leiding, moet dit in de faalfrequentie worden verrekend, het is immers een additionele faaloorzaak. Daarbij moet rekening worden gehouden met het feit dat de faalfrequenties voor naburige parallele leidingen als gevolg van schade door derden niet onafhankelijk zijn, maar een soort "common cause" deel bevatten. Dit in tegenstelling tot leidingen die zich op enige afstand van elkaar bevinden: de faalfrequenties voor elk van deze leidingen zijn dan even groot en onafhankelijk. Dit kan worden uitgelegd door een horizontale en een verticale graafoortactiviteit nader te beschouwen.

Als bijvoorbeeld bij drainage horizontaal door het tracé gegraven wordt, zal er van een bundel naburige parallelle leidingen slechts één leiding geraakt worden, onafhankelijk van het aantal parallel liggende leidingen. De faalfrequenties van naburige leidingen zullen daardoor kleiner zijn, ze genieten een soort 'bescherming' door elkaars nabije ligging. Er wordt hierbij uitgegaan van leidingen met gelijke dekking en tevens wordt verondersteld dat de graaactiviteit stopt bij het raken van de eerste leiding. Bij verticale graaactiviteiten zijn de faalfrequenties van naburige parallelle leidingen nog steeds even groot en onafhankelijk.

Om deze "common cause" factor te bepalen, worden de verschillende activiteiten bij schade door derden verdeeld in twee categorieën: activiteiten die vooral op één plek worden uitgevoerd (V), zoals een verticale boring, en activiteiten die over een traject worden uitgevoerd (H), zoals drainage en een horizontale boring. Op die manier kan gesteld worden dat een faalfrequentie van een willekeurige leiding als gevolg van schade door derden gesplitst kan worden in

$$ff_{EI} = ff_{EI_V} + ff_{EI_H}.$$

De verhouding tussen beide typen faalfrequenties is vastgesteld door middel van een analyse van interne leidingincidenten. Deze analyse is samengevat in Bijlage B. De uitkomst is dat

$$ff_{EI_V} = 0.3 \cdot ff_{EI}, \quad ff_{EI_H} = 0.7 \cdot ff_{EI}.$$

Vervolgens kan worden gesteld dat de totale frequentie van falen met ontsteking van leiding 1, waarbij leiding 1 kan worden aangestraald door leiding 2, gegeven wordt door⁶

$$FF_{tot,1} = (ff_{EI_V,1} + ff_{EI_H} + ff_{cor,1}) \cdot P_{ign,1} + (ff_{EI_V,2} + ff_{cor,2}) \cdot P_{ign,2},$$

en de totale frequentie met ontsteking van leiding 2, waarbij leiding 2 kan worden aangestraald door leiding 1, gegeven wordt door

$$FF_{tot,2} = (ff_{EI_V,2} + ff_{EI_H} + ff_{cor,2}) \cdot P_{ign,2} + (ff_{EI_V,1} + ff_{cor,1}) \cdot P_{ign,1},$$

Hierbij moet worden opgemerkt dat de faalfrequenties verschillend zijn voor de leidingen 1 en 2. Om deze reden is uit conservatief oogpunt voor de horizontale component van de external interference faalfrequentie gerekend met de hoogste external interference faalfrequentie van de twee parallelle leidingen.

De ontstekingskansen zijn gelijk voor de in dit rapport beschouwde parallelle leidingen waarbij rekening wordt gehouden met domino effecten, daarmee kunnen de totale faalfrequenties met ontsteking worden geschreven als

$$FF_{tot,1} = (ff_{EI_V,1} + ff_{EI_H} + ff_{cor,1} + ff_{EI_V,2} + ff_{cor,2}) \cdot P_{ign},$$

$$FF_{tot,2} = (ff_{EI_V,2} + ff_{EI_H} + ff_{cor,2} + ff_{EI_V,1} + ff_{cor,1}) \cdot P_{ign}.$$

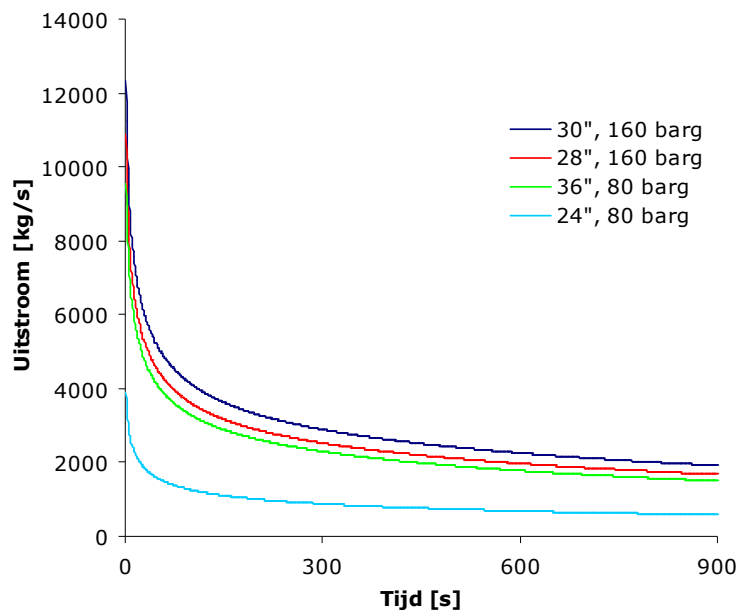
⁶ Uit berekeningen blijkt dat de parallel gelegen leiding niet faalt als gevolg van overdruk effecten, maar wel bloot komt te liggen als gevolg van de kratervorming bij falen van leiding 2. Daarom wordt de ontstekingskans van leiding 2 verdisconteerd in de totale faalfrequentie met ontsteking van leiding 1.

7. EFFECTBEREKENINGEN

Indien in een leiding een lek of breuk optreedt, zal dit direct resulteren in uitstroom van gas. Het vrijkomende debiet hangt af van de diameter en druk van de leiding. Omdat aardgas niet toxisch is, is het vrijkomen van aardgas op zich geen probleem. Echter, warmtestraling bij ontsteking van een gas-lucht mengsel kan letale gevolgen hebben. De uitstroom- en warmtestralingberekeningen zijn uitgevoerd met PIPESAFE.

7.1. Uitstroom

Voor de uitstroomberekeningen is de uitstroommodule PBREAK uit PIPESAFE gebruikt. De bepaling van de daadwerkelijke uitstroming is gebaseerd op de behoudswetten voor massa en impuls die beschreven worden door Navier-Stokes vergelijkingen. De tijdsafhankelijke uitstroming voor de verschillende combinaties van diameter en druk voor de beschouwde alternatieven zijn weergegeven in Figuur 7.



Figuur 7: Tijdsafhankelijk uitstroomprofiel voor de verschillende combinaties van diameter en druk van de leidingen in de beschouwde alternatieven

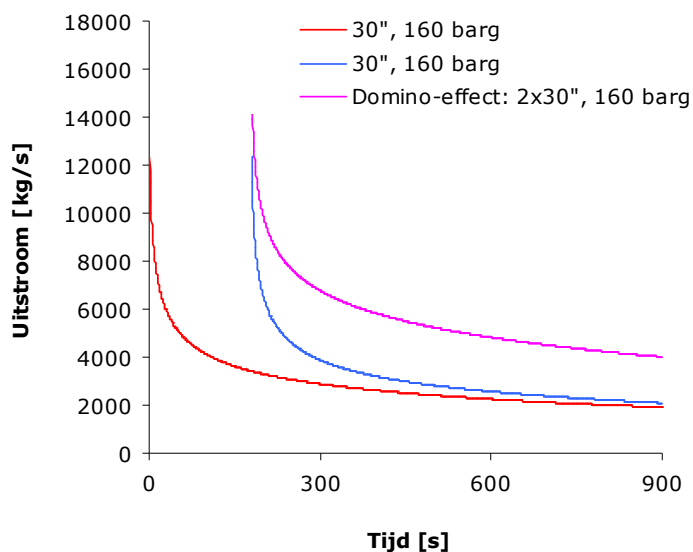
Conform PGS-3 [3] en in aansluiting op [9] is in de risicoberekeningen uitgegaan van een blootstellingduur van 20 seconden en over deze periode een tijdsgemiddelde (en dus constante) uitstroom. Voor directe ontsteking wordt uitgegaan van de gemiddelde uitstroom tussen 0 s en 20 s en voor vertraagde ontsteking wordt uitgegaan van de gemiddelde uitstroom tussen 120 s en 140 s.

In geval van directe ontsteking is sprake van een grote uitstroom (zie Figuur 7) en zijn dus ook de effecten het grootst. Er is echter niet altijd sprake van directe ontsteking: uit internationale casuïstiek blijkt dat in meer dan 25% van de incidenten met ontsteking deze pas na meer dan 2 minuten plaatsvindt. Op basis van deze informatie is met RIVM afgesproken, met goedkeuring

van VROM, dat gerekend wordt met de gemiddelde uitstroom tussen 0 s en 20 s met een kans van 0.75 en de gemiddelde uitstroom tussen 120 s en 140 s met een kans van 0.25 [12].

7.2. Uitstroom bij domino-effecten

Indien een leiding faalt ten gevolge van aanstraling door een naburige leiding, zal de totale uitstroom de som zijn van de uitstroom van beide leidingen. Indien er van uit wordt gegaan dat de eerste leiding direct ontsteekt en de tweede leiding faalt na 180s (zie sectie 8.1.1), dan ziet de uitstroom voor het parallelle systeem van twee 30" leidingen met een ontwerpdruk van 160 bar, zoals aanwezig in het voorkeursalternatief en de alternatieven 3, 4 en 6, ziet eruit zoals weergegeven in Figuur 8 .



Figuur 8: Tijdsafhankelijk uitstroomprofiel bij domino-effect van de twee parallel liggende 30" leidingen (DP = 160 barg) uit het voorkeursalternatief en alternatieven 3, 4 en 6.

7.3. Warmtestraling

Indien een uitstroom van gas ontsteekt, zal dit resulteren in warmtestraling. Bij ondergrondse breuken resulteert dit in een verticaal gerichte fakkelbrand. Hierdoor ontstaan warmtestralingcontouren waarvan de vorm hoofdzakelijk afhangt van de diameter, de operationele leidingdruk en de heersende windrichting. Deze fakkelbrand is gemodelleerd met CRISTAL. CRISTAL is een module in PIPESAFE die gebouwd is om het warmtestralingsprofiel bij een fakkelbrand van een ondergrondse gastransportleiding te voorspellen, waarbij rekening wordt gehouden met de vorming van een krater en de invloed daarvan.

7.3.1. Warmtestraling bij domino-effecten

Indien twee parallel lopende leidingen dicht naast elkaar liggen, kan een leiding falen door aanstraling van de falende parallel liggende leiding. Indien dit gebeurt, stroomt tegelijk gas uit

twee leidingen. De bijbehorende warmtestraling wordt gemodelleerd alsof de totale uitstroom afkomstig is uit slechts één leiding.

7.4. Letaliteit

Schade door warmtestraling wordt conform het zogenaamde Groene Boek [9] bepaald door de 'dosis' die een persoon ontvangt. Gegeven een ruimte- en tijdsafhankelijke straling $Q(x,y,z,t)$, uitgedrukt in $[\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}]$, dan wordt de dosis in het algemeen berekend met de formule

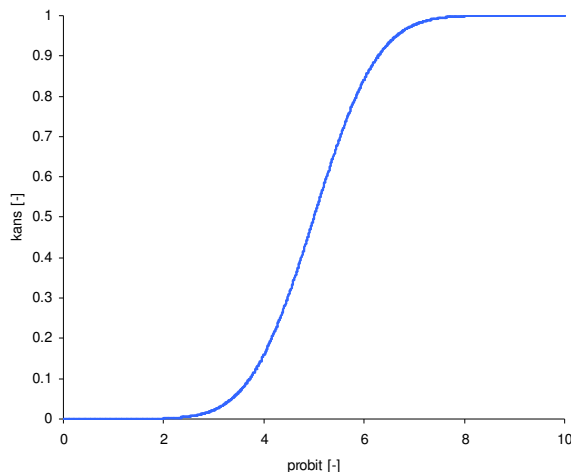
$$Dosis = \int_{T_0}^{T_1} Q(x, y, z, t)^{(4/3)} dt,$$

waarin T_0 het tijdstip van ontsteking is en $T_1 - T_0$ de blootstellingduur. In het specifieke geval, waarin de tijdsvariabele uit de warmtestraling is geïntegreerd en gerekend wordt met een blootstellingduur van 20 s, reduceert de formule voor de dosis tot $Dosis = Q(x,y,z)^{4/3} \cdot 20$

Het effect van warmtestraling wordt vervolgens bepaald met behulp van de 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 immers voor een groot gedeelte uit methaan bestaat) wordt de probitfunctie 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 9).



Figuur 9: Kans op overlijden als functie van de probit.

8. RISICOBEREKENINGEN

Zowel het plaatsgebonden risico (PR) als het groepsrisico (GR) zijn berekend volgens de methodologie in PGS-3 [3]. In alle uitgevoerde risicoberekeningen zijn de voorgeschreven windsnelheden (1.5 m/s, 3 m/s, 5 m/s en 9 m/s) met bijbehorende windroos verdisconteerd.

8.1. Plaatsgebonden risico

Voor het leidingtracé wordt het plaatsgebonden risico gepresenteerd als functie van de afstand tot de leiding en wordt in feite bepaald door het product van de faalfrequentie met het effect van falen te integreren over het leidingtracé. De berekeningen zijn uitgevoerd onder de aanname van een oneindig lange leiding met op die leiding constante leidingparameters zoals opgenomen in sectie 4.2, waarbij de interactielengte van de leiding bepaald is conform PGS-3 (risicoberekeningen dienen te worden uitgevoerd tot op 1% letaliteit).

TAQA Energy B.V. zal de beschouwde leidingen op equivalent kwaliteitsniveau als Gasunie onderhouden. Leidingen die in directe verbinding staan met het Gasunienetwerk zullen bovendien volgens specificatie van Gasunie ontworpen worden. Om deze redenen heeft TAQA Energy B.V. ervoor gekozen om dezelfde aannames te hanteren die Gasunie is overeengekomen met RIVM:

- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 2.5 als gevolg van een wettelijke grondroedersregeling;
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd voor recent ingevoerde maatregelen (factor 1.2);
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 2.8 voor een dalende trend in leidingbreuken [12];
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 1.67 als gevolg van het toepassen van waarschuwingsslint.

Voor de wet gas voerende leidingen is de factor 2.8 voor een dalende trend in leidingbreuken niet meegenomen.

8.1.1. Plaatsgebonden risico bij domino-effecten

Indien domino-effecten worden meegenomen, zal het PR toenemen. Bij de berekeningen van de consequentie bij aanstraling, waarbij moet worden opgemerkt dat deze sterk afhankelijk is van de stroomsnelheid van het gas in de aangestraalde leiding, zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- de eerste leiding ontsteekt direct na falen (op $t=0$ s);
- de tweede leiding faalt na 180 s (conservatieve benadering) en ontsteekt direct. Er wordt dus geen 75%-25% verdeling gemaakt tussen directe en indirecte ontsteking [14];
- faalfrequenties worden gebruikt als beschreven in sectie 6.4;
- de correctiefactoren voor de faalfrequentie gebaseerd op schade door derden worden gekozen zoals vermeld in sectie 8.1;
- debieten van beide leidingen worden gesommeerd en het gemiddelde debiet tussen $t=180$ s en $t=200$ s wordt gebruikt als input voor het warmtestralingmodel (gedurende deze 20 s is de uitstroom het hoogst).

8.2. Groepsrisico

In [3] staat voorgeschreven dat zowel de $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ -contour als de $9.84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ -contour (die met de in PGS-3 voorgeschreven methodologie overeenkomt met 1% letaliteit) cruciaal zijn in de berekeningen van het groepsrisico. Binnen de $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ contour zullen zowel de mensen binnenshuis als de mensen buitenshuis overlijden. In de ring $35 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2} - 9.84 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ zullen alleen de personen buitenshuis overlijden middels een afstandafhankelijke letaliteitsfunctie (die bepaald wordt middels de Eisenberg probitrelatie, zie sectie 7.3). Bovendien worden deze personen beschermd door het dragen van kleding, resulterend in een reductiefactor in het aantal slachtoffers van 0.14. Overdag is 70%⁷ van de bewoners aanwezig, waarvan 7% buitenshuis en 's nachts is 100% van de bewoners aanwezig en 1% buitenshuis. Met betrekking tot de werknemers is ervan uitgegaan dat deze overdag 100% aanwezig zijn (7% buiten). Er wordt verondersteld dat er 's nachts geen werknemers aanwezig zijn.

FN-curves voor leidingen worden bepaald voor segmenten van 1 kilometer lengte. Bij leidingen die langer zijn dan 1 kilometer is het probleem hierbij dat segment te vinden dat aanleiding geeft tot de worst case FN-curve. Daarom is de volgende aanpak gekozen.

Voor de leiding wordt per stationing de overschrijdingswaarde van het groepsrisico weergegeven. Deze is berekend door rondom elk punt op de leiding een kilometer segment te kiezen, die gecentreerd ligt ten opzichte van dit punt. Voor deze kilometer leiding is een FN-curve berekend en voor deze FN-curve de overschrijdingsfactor. De overschrijdingsfactor is de maximale verhouding tussen de FN-curve en de oriënterende waarde. Daarmee is de overschrijdingsfactor een maat die aangeeft in hoeverre de oriënterende waarde wordt genaderd of overschreden. Een overschrijdingsfactor kleiner dan één geeft aan dat de FN-curve onder de oriënterende waarde blijft. Bij een waarde van één zal de FN-curve de oriënterende waarde raken. Bij een waarde groter dan één wordt de oriënterende waarde overschreden. Deze overschrijdingsfactor is vervolgens tegen de stationing uitgezet in een grafiek. Deze aanpak verschilt wezenlijk van de GR-screening methodiek gebruikt in de vorige versie van dit rapport, waarmee slechts 'hotspots' in het groepsrisico gevonden konden worden.

TAQA Energy B.V. zal de beschouwde leidingen op equivalent kwaliteitsniveau als Gasunie onderhouden. Leidingen die in directe verbinding staan met het Gasunienetwerk zullen bovendien volgens specificatie van Gasunie ontworpen worden. Om deze redenen heeft TAQA Energy B.V. ervoor gekozen om dezelfde aannames te hanteren die Gasunie is overeengekomen met RIVM:

- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 2.5 als gevolg van een wettelijke grondroerdersregeling;
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd voor recent ingevoerde maatregelen (factor 1.2);
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 2.8 voor een dalende trend in leidingbreuken [12];
- De faalfrequentie als gevolg van schade door derden is gecorrigeerd met een factor 1.67 als gevolg van het toepassen van waarschuwingsslint.

⁷ De aanwezigheidsfracties worden voorgeschreven in PGS-3. Mogelijkerwijs wordt in de toekomst, conform de methodiek voor BEVI-inrichtingen, uitgegaan van een aanwezigheidsfractie voor bewoners van 50%. Naar verwachting zal het GR door deze aanpassing dalen.

Voor de wet gas voerende leidingen is de factor 2.8 voor een dalende trend in leidingbreuken niet meegenomen.

De opsplitsing in directe en vertraagde ontsteking wordt niet gemaakt, maar er wordt alleen (conservatief) gerekend met directe ontsteking. Feitelijk wordt de vertraagde ontsteking (met kans 0.25) gemodelleerd als directe ontsteking. Hierdoor wordt gerekend met de worst case situatie, omdat de uitstroom direct na de breuk het grootst is en daarmee ook het grootste effect heeft. Wanneer de ontsteking op een later tijdstip plaatsvindt, is de uitstroom afgenomen en daarmee de afmeting van de brandbare wolk (die modelmatig alleen afhangt van de momentane uitstroom), wat resulteert in een kleiner effect.

8.2.1. Groepsrisico bij domino-effecten

Bij de berekening van het groepsrisico met domino-effecten worden dezelfde aannames gebruikt als in sectie 8.1.1.

9. RESULTATEN

In dit hoofdstuk worden de resultaten gepresenteerd van de verschillende uitgevoerde berekeningen en analyses. De gastransportleidingen zijn getoetst aan de huidige wetgeving, de eisen uit de circulaire VROM [2] en wordt beschreven in sectie 9.1. Tevens zijn de leidingen getoetst aan de toekomstige wetgeving, zijnde het plaatsgebonden risico en groepsrisico conform CPR-18E [3] en wordt beschreven in sectie 9.2 tot en met sectie 9.4. De aardgascondensaatleiding wordt getoetst aan de memo [17].

9.1. Toetsing aan huidige zonering

In Tabel 8 worden de toetsings- en bebouwingsafstanden voor de leidingen van de verschillende alternatieven weergegeven zoals vermeld in de circulaire VROM [2].

	Leiding	Diameter [mm]	Druk [barg]	Toetsingsafstand [m]	Behouwingsafstand [m]	
					Gebiedsklasse 1 en 2	Gebiedsklasse 3 en 4
Voorkeursalternatief	BKM – BGM	30"	160	120	5	35
	GU-A West – BKM	24"	80	95	5	25
	GU-A Oost – BKM	36"	80	140	5	45
Alternatief 3	BKM – Bergerweg Noord	30"	160	120	5	35
	GU-A West – BKM	24"	80	95	5	25
	BKM – GU-A Oost	36"	80	140	5	45
Alternatief 4	BKM – Alkmaar Westrand	30"	160	120	5	35
	GU-A West – Alkmaar Westrand	24"	80	95	5	25
	Alkmaar Westrand – GU-A Oost	36"	80	140	5	45
Alternatief 5	MOB Bergen – GU-A West	24"	80	95	5	25
	MOB Bergen – GU-A Oost	36"	80	140	5	45
Alternatief 6	BGM – BKM	30"	160	120	5	35
	BGM – BKM	24"	80	95	5	25
	BGM – GU-A Oost	36"	80	140	5	45
	BDF – BGM	28"	160	112	5	32

Tabel 8: Toetsings- en bebouwingsafstanden.⁸

Op grond van bevolkingsgegevens kan de gebiedsklasse bepaald worden binnen de toetsingsafstand. Het merendeel van het gebied binnen de toetsingsafstand kan worden ingedeeld in de klassen 1 en 2.

De omgeving van het tracé is getoetst aan de in de circulaire opgenomen bebouwingsafstanden. Hierbij is in eerste instantie uitgegaan van de bebouwingsafstand behorend bij gebiedsklasse 3 en 4. Om te waarborgen dat er geen potentiële knelpunten worden gemist doordat de coördinaten van een object niet samenvallen met de gevel van het object (waardoor het object dichterbij de leiding zou kunnen staan dan wordt gesuggereerd door zijn coördinaten) zijn de adressen uit de database met bewoningsgegevens hierbij opgevat als middelpunten van 25m x 25m vakken. Vervolgens is bij elke leidingcoördinaat bepaald wat de afstand is tussen deze coördinaat en elk van de vier hoekpunten van het 25x25 meter vak met daarin een object. Indien elk van de vier afstanden groter is dan de bebouwingsafstand wordt per definitie voldaan aan de circulaire.

⁸ De Circulaire geeft toetsings- en bebouwingsafstanden tot een maximale druk klasse 80-110 bar. Voor de leidingen op 160 bar is uitgegaan van de grootste toetsings- en bebouwingsafstand voor de desbetreffende diameter.

Indien dit niet het geval is, is de gebiedsklasse van het omliggende gebied, afgebakend door de toetsingsafstand, bepaald. Indien het gebied ingedeeld kan worden in klasse 1 of 2 is op dezelfde wijze getoetst aan een bebouwingsafstand van 5 m.

Met betrekking tot de in Tabel 8 genoemde gastransportleidingen zijn geen knelpunten gevonden.

9.1.1. Toetsing aan huidige zonering voor aardgascondensaatleiding

In Tabel 9 worden de plaatsgebonden risicoafstanden voor de leidingen van de verschillende alternatieven weergegeven zoals vermeld in de memo [17]. De risicoafstand waaraan getoetst wordt bedraagt 7 m.

	Leiding	Diameter [mm]	Druk [barg]	Risicoafstand [m]
Voorkeursalternatief, alternatief 3 en alternatief 6	BKM – PGI Alkmaar	3"	85	7
Alternatief 4	Alkmaar Westrand – PGI Alkmaar	3"	85	7
Alternatief 5	MOB Bergen – PGI Alkmaar	3"	85	7

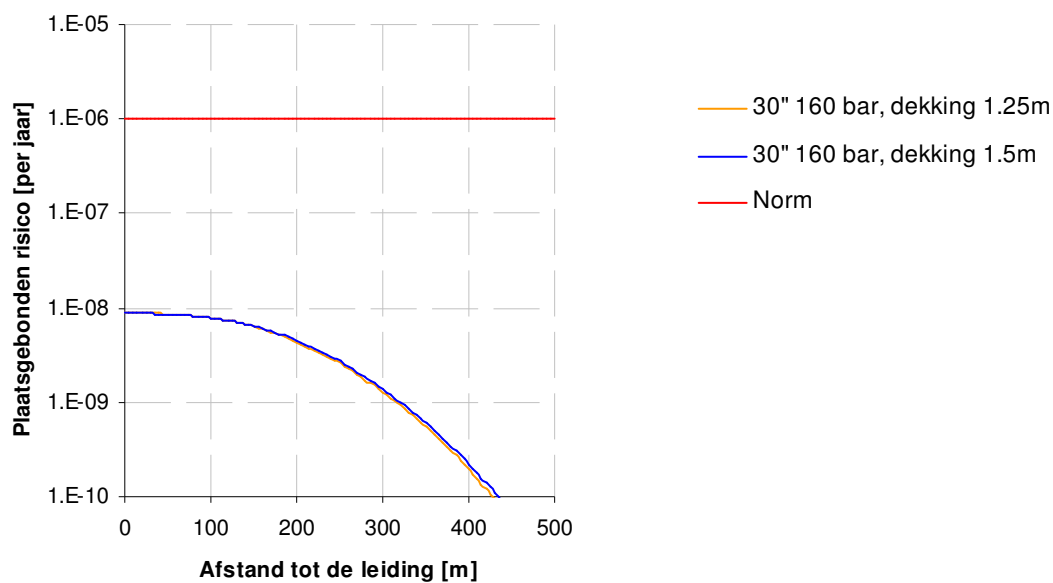
Tabel 9: Plaatsgebonden risicoafstanden aardgascondensaatleiding

Met betrekking tot de in Tabel 9 genoemde gastransportleidingen zijn geen knelpunten gevonden.

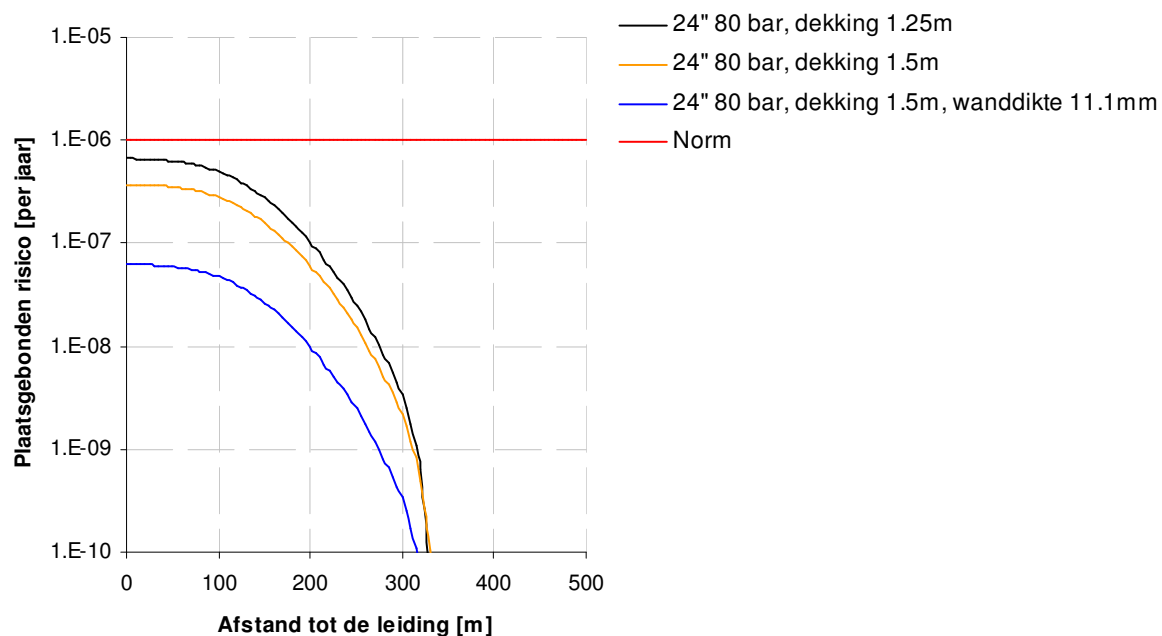
9.2. Plaatsgebonden Risico

9.2.1. Plaatsgebonden risico gastransportleidingen

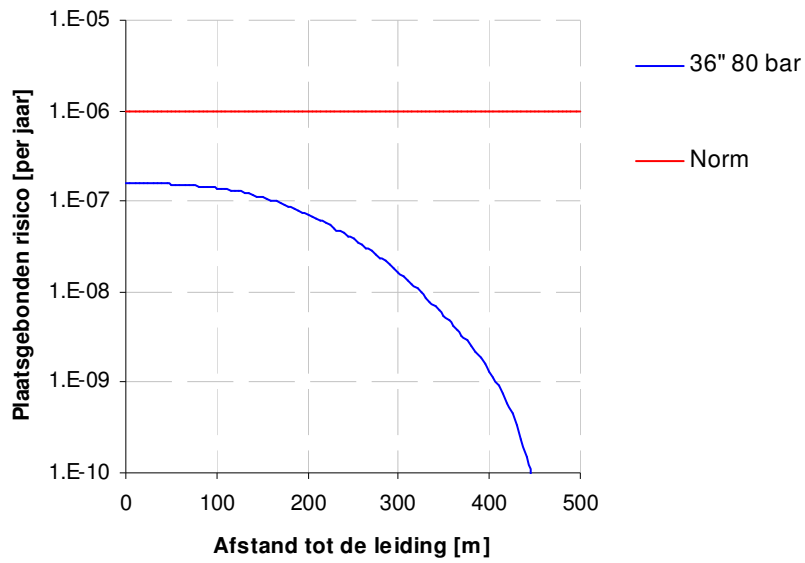
Het Ministerie van VROM geeft in een brief aan de gemeente Menterwolde [16] aan dat de normstelling voor het plaatsgebonden risico geldt voor afzonderlijke leidingen en dat er geen gecumuleerde norm of grenswaarde voor het plaatsgebonden risico komt. De risico's worden daarom per leiding afzonderlijk berekend; cumulatie van risico's van nieuwe en/of bestaande leidingen worden niet meegenomen. Het plaatsgebonden risico van de in sectie 4.2 vermelde leidingen en bijbehorende parameterring is gepresenteerd in Figuur 10 tot en met Figuur 13.



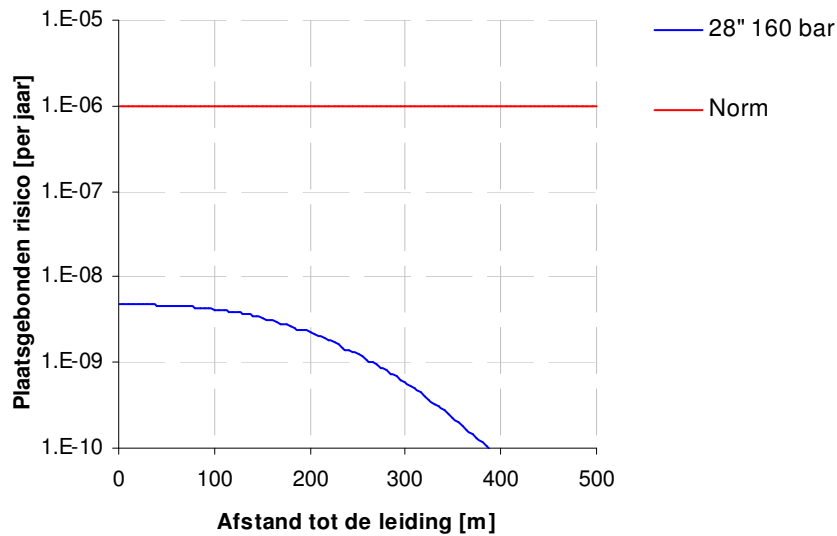
Figuur 10: 30" wet gas, (DP = 160 barg) in voorkeursalternatief en alternatieven 3, 4 en 6. Er is geen significant verschil in het PR niveau tussen de dekking van 1.25m en 1.5m. Omdat er 'wet gas' door de leidingen gaat is de corrosietoeslag van 2 mm niet meegenomen in de berekeningen.



Figuur 11: 24" dry gas, (DP = 80 barg) in voorkeursalternatief en alternatieven 3, 4, 5 en 6, voor verschillende dekking en wanddiktes (gespecificeerde wanddikte is 9.1 mm) .



Figuur 12: 36" dry gas (DP = 80 barg) in alternatieven 3 en 5.

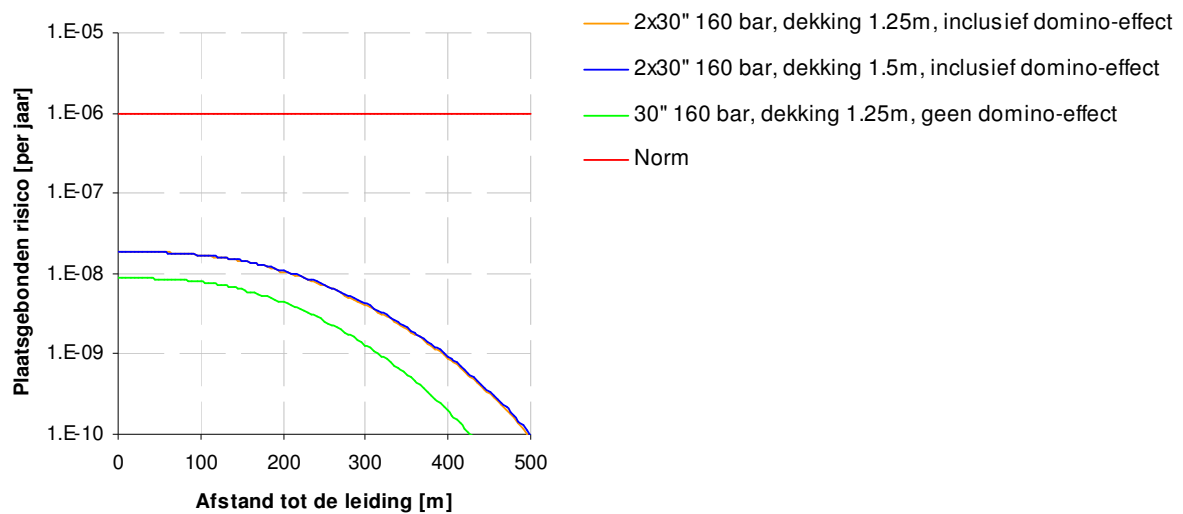


Figuur 13: 28" dry gas (DP = 160 barg) in alternatief 6.

Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat het plaatsgebonden risico van de individuele leidingen aan de door de Nederlandse overheid gestelde maximum waarde van 10^{-6} per jaar voldoet.

9.3. Plaatsgebonden risico met domino effecten voor gastransportleidingen

Aangezien het voornemen is in het voorkeursalternatief en in alternatieven 3, 4 en 6 om twee 30" leidingen (DP = 160 barg) op een afstand van 2.20 m hart-op-hart te leggen is tevens het plaatsgebonden risico berekend waarbij rekening wordt gehouden met domino-effecten als gevolg van parallellegging. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 14. Tevens wordt hierin getoond hoe het plaatsgebonden risico verandert als geen domino-effecten worden meegenomen.



Figuur 14: 30" wet gas (DP = 160 barg) in voorkeursalternatief en alternatieven 3, 4 en 6, zowel met als zonder domino effect. Er is geen significant verschil in het plaatsgebonden risico tussen de dekking van 1.25m en 1.5m.

Ook wanneer domino-effecten in de plaatsgebonden risicoberekening worden verdisconteerd voldoet het systeem van parallel liggende leidingen aan de door de Nederlandse overheid gestelde grenswaarde voor het plaatsgebonden risico.

9.4. Groepsrisico

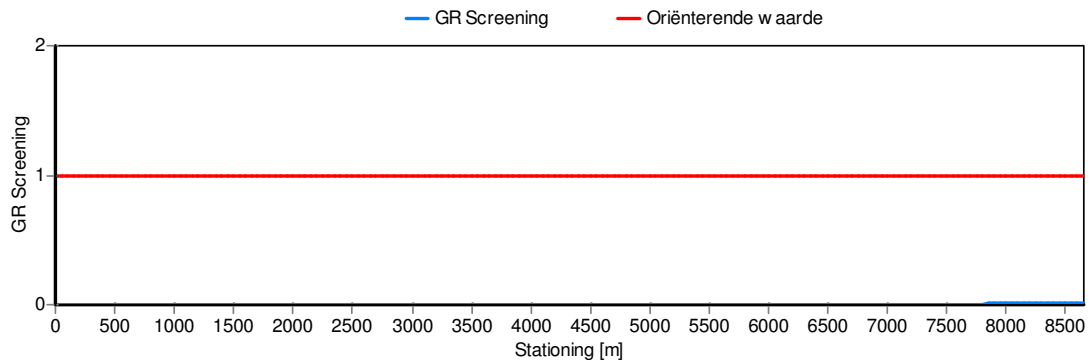
In de volgende secties worden de resultaten van de groepsrisico berekeningen gepresenteerd voor de vijf verschillende alternatieven. Voor de parallel liggende 30" leidingen is gerekend met de faalfrequentie behorende bij domino-effecten, zoals omschreven in sectie 6.4.

9.4.1. Groepsrisico screening Voorkeursalternatief

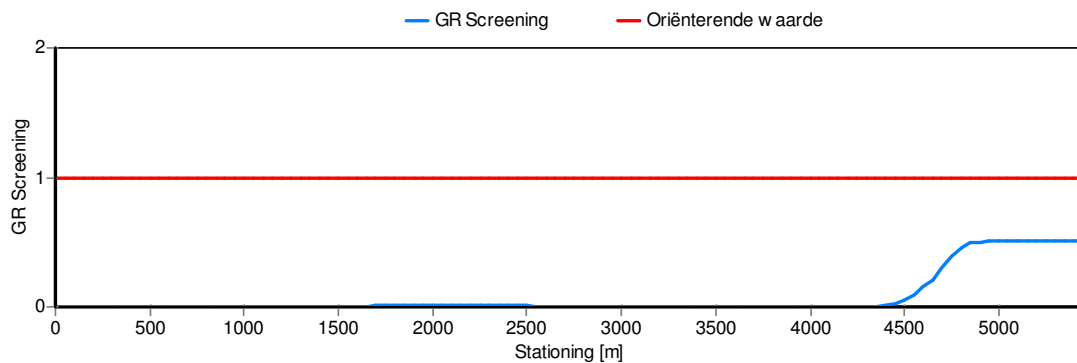
Voor de leidingen gepresenteerd in Tabel 10 wordt de screening van het groepsrisico gepresenteerd, waarbij wordt opgemerkt dat indien voor een geselecteerde kilometer leiding de oriënterende waarde van het groepsrisico wordt overschreden, de groepsrisico screening ergens op die kilometer de grenswaarde 1 zal overschrijden.

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BKM – BGM	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458*	30*
GU-A West – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1/11.1
GU-A-Oost – BKM	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7

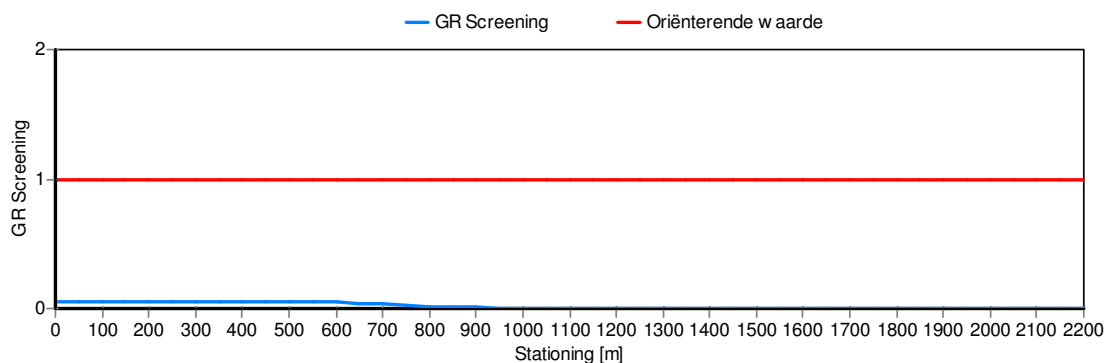
Tabel 10: leidingparameters Voorkeursalternatief (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C))



Figuur 15: Groepsrisico screening van de 2x30" leidingen, 160 bar van BGM naar BKM



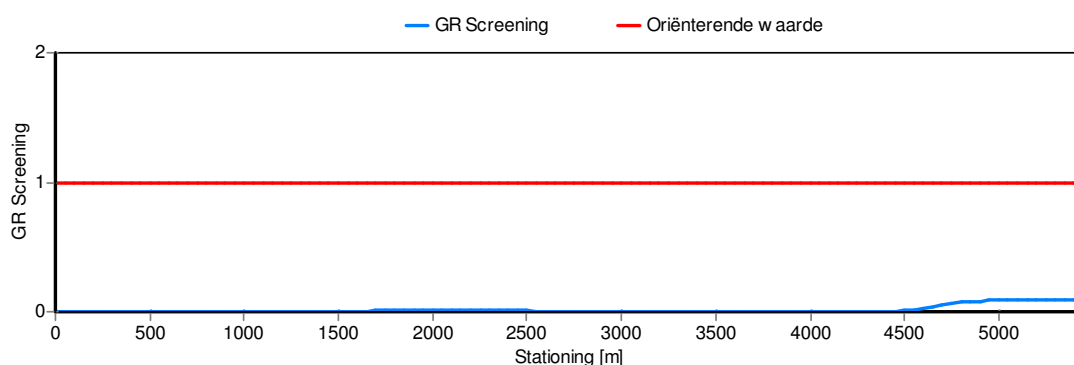
Figuur 16: Groepsrisico screening van de 24" leiding, 80 bar van GU-A West naar BKM



Figuur 17: Groepsrisico screening van de 36" leiding, 80 bar van GU-A Oost naar BKM

Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat de hierboven genoemde leidingen geen overschrijding hebben van de oriënterende waarde voor het groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2} \text{ km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$.

Wegens de overschrijdingsfactor van 0,51 is er voor de 24" leiding, 80 bar van GU-A West naar BKM een nog een groepsrisico screening uitgevoerd met een wanddikte van 11,1 mm vanaf stationing 4750 meter (in plaats van de gespecificeerde 9,1 mm). In Figuur 18 is het resultaat te zien.

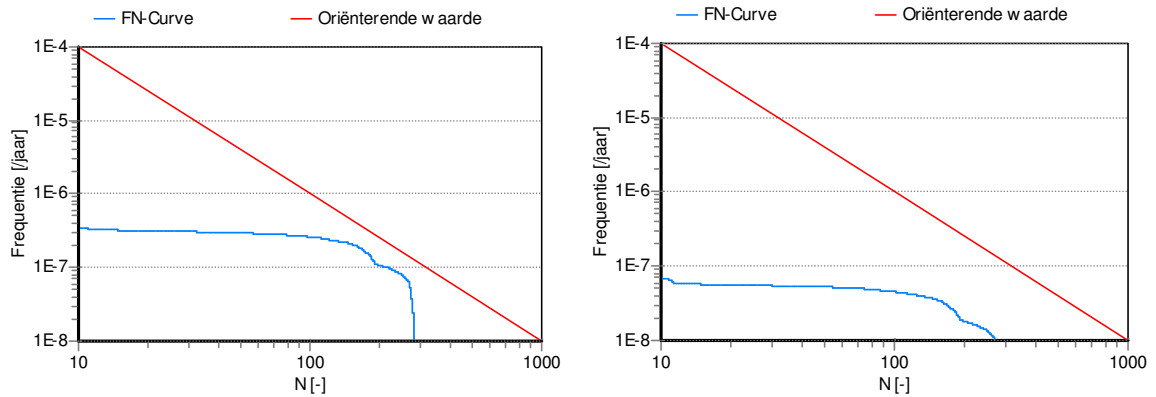


Figuur 18: Groepsrisico screening van de 24" leiding, 80 bar van GU-A West naar BKM, met vanaf stationing 4750m een wanddikte van 11.1 mm i.p.v. 9.1 mm

In de volgende paragraaf zijn van beide screenings de FN-curves berekend.

9.4.2. FN-curves Voorkeursalternatief

De FN-curves rondom het te ontwikkelen industrieterrein Boekelermeer in de gemeente Alkmaar zijn berekend met de bevolkingsgegevens zoals aangeleverd door DHV en aangevuld met Bridgis data.



Figuur 19: FN-curve van de 24" leiding, 80 bar van GU-A West naar BKM. Links met de gespecificeerde leidingparameters, rechts met een wanddikte van 11.1 mm vanaf stationing 4750 meter (industrieterrein Boekelermeer)

Uit het bovenstaand blijkt dat het groepsrisico van de betreffende leiding daalt door toepassing van een grotere wanddikte.

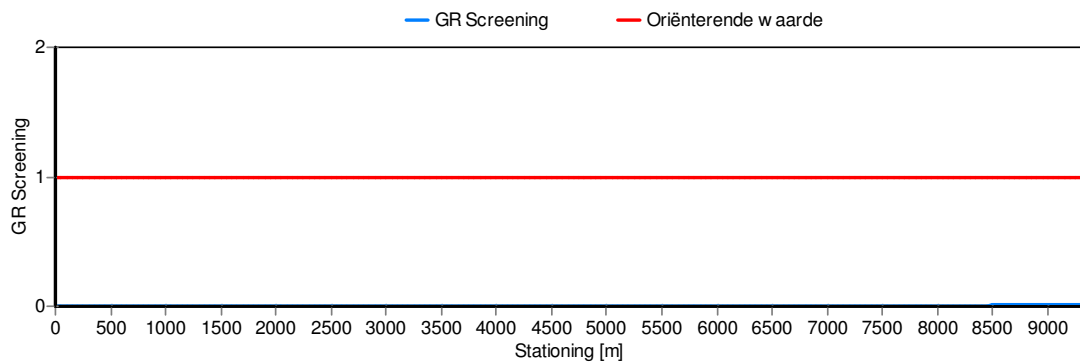
9.4.3. Groepsrisico screening Alternatief 3 – Bergerweg Noord

Voor de leidingen gepresenteerd in Tabel 11 wordt de screening van het groepsrisico gepresenteerd, waarbij wordt opgemerkt dat indien voor een geselecteerde kilometer leiding de oriënterende waarde van het groepsrisico wordt overschreden, de groepsrisico screening ergens op die kilometer de grenswaarde 1 zal overschrijden.

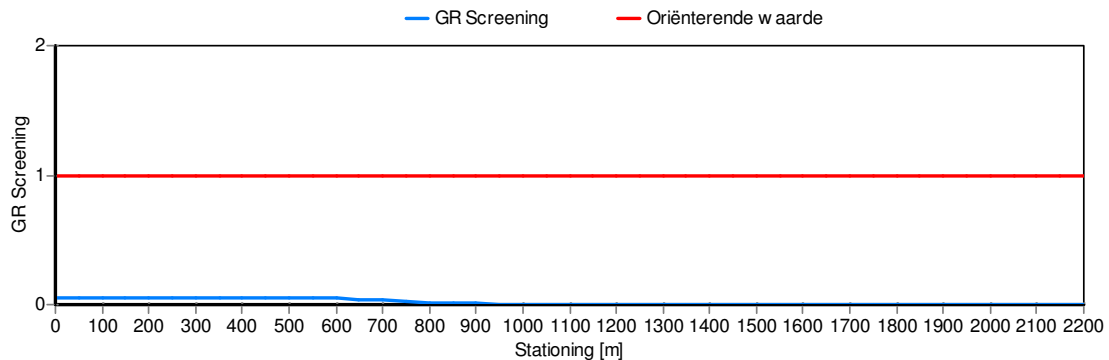
Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BKM – Bergerweg Noord	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 [#]	30 [#]
GU-A West – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
BKM – GU-A-Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7

Tabel 11: Leidingparameters alternatief 3 – Bergerweg Noord (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)

Voor alternatief 3 – Bergerweg Noord is de 24" gastransportleiding van GU-A West naar BKM ongewijzigd ten opzichte van het voorkeursalternatief, waardoor ook het groepsrisico van deze transportleiding in alternatief 3 gelijk is aan die in het voorkeursalternatief, zoals beschreven in secties 9.4.1 en 9.4.2.



Figuur 20: Groepsrisico screening van de 2x30" leidingen, 160 bar van Bergerweg Noord naar BKM



Figuur 21: Groepsrisico screening van de 36" leiding, 80 bar van BKM naar GU-A Oost

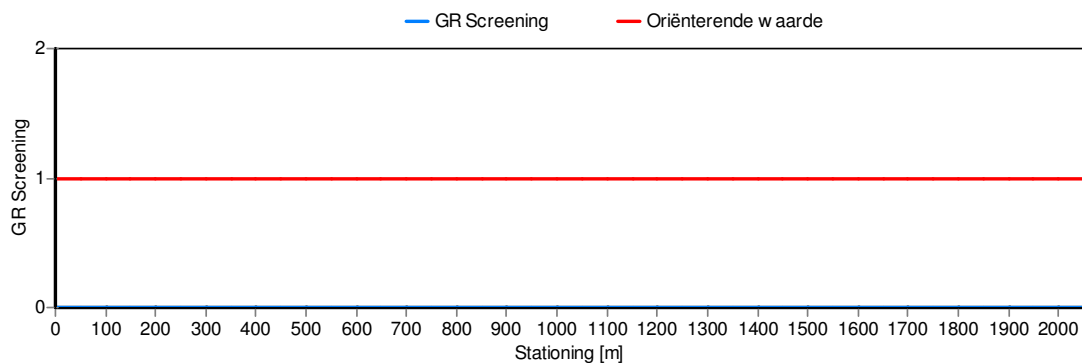
Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat de hierboven genoemde leidingen geen overschrijding hebben van de oriënterende waarde voor het groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2}$ $\text{km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$. Voor deze leidingen zijn daarom geen FN-curves berekend.

9.4.4. Groepsrisico screening alternatief 4 – Alkmaar Westrand

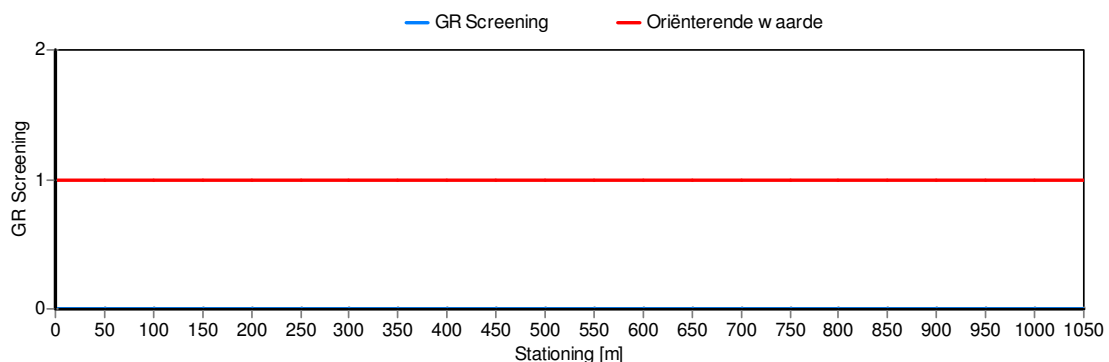
Voor de leidingen gepresenteerd in Tabel 12 wordt in eerste instantie de screening van het groepsrisico gepresenteerd, waarbij wordt opgemerkt dat indien voor een geselecteerde kilometer leiding de oriënterende waarde van het groepsrisico wordt overschreden, de groepsrisico screening ergens op die kilometer de grenswaarde 1 zal overschrijden.

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm^2]	Wanddikte [mm]
BKM – Alkmaar Westrand	2 x 30" dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458*	30*
GU-A West – Alkmaar Westrand	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
Alkmaar Westrand – GU-A-Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7

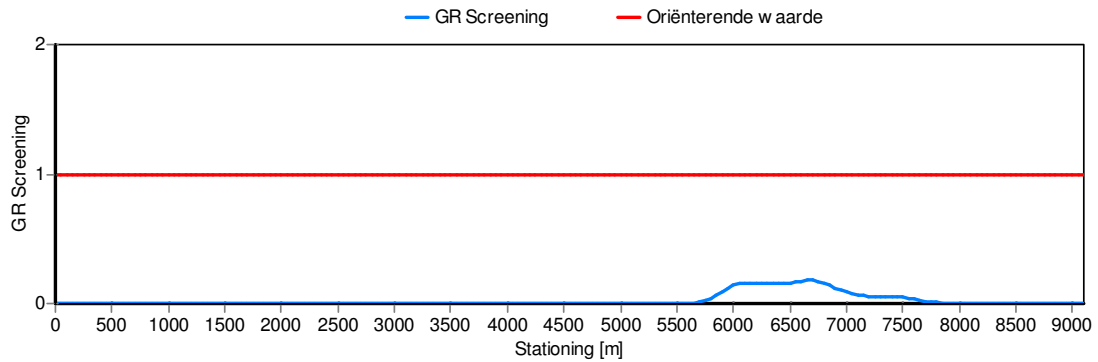
Tabel 12: Leidingparameters alternatief 4 – Alkmaar Westrand (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij $T=70^\circ\text{C}$)



Figuur 22: Groepsrisico screening van de 2x30" leidingen, 160 bar van Alkmaar Westrand naar BKM



Figuur 23: Groepsrisico screening van de 24" leiding, 80 bar van Alkmaar Westrand – GU-A West



Figuur 24: Groepsrisico screening van de 36" leiding, 80 bar van Alkmaar Westrand naar GU-A Oost

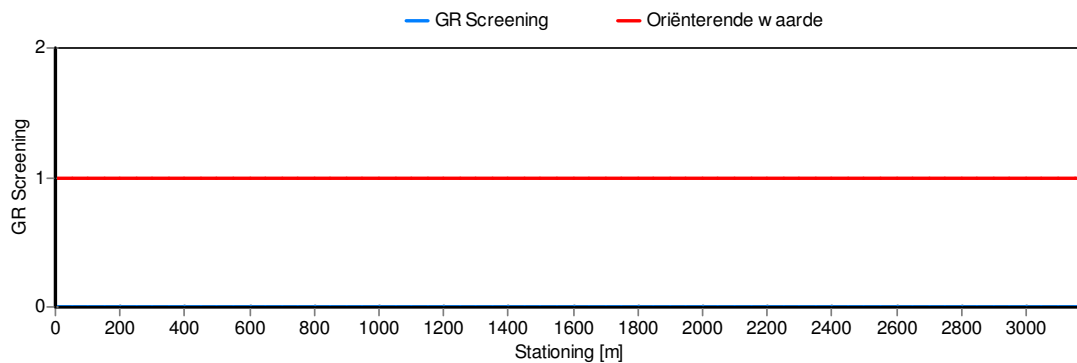
Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat de hierboven genoemde leidingen geen overschrijding hebben van de oriënterende waarde voor het groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2} \text{ km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$. Voor deze leidingen zijn daarom geen FN-curves berekend.

9.4.5. Groepsrisico screening alternatief 5 – MOB Bergen

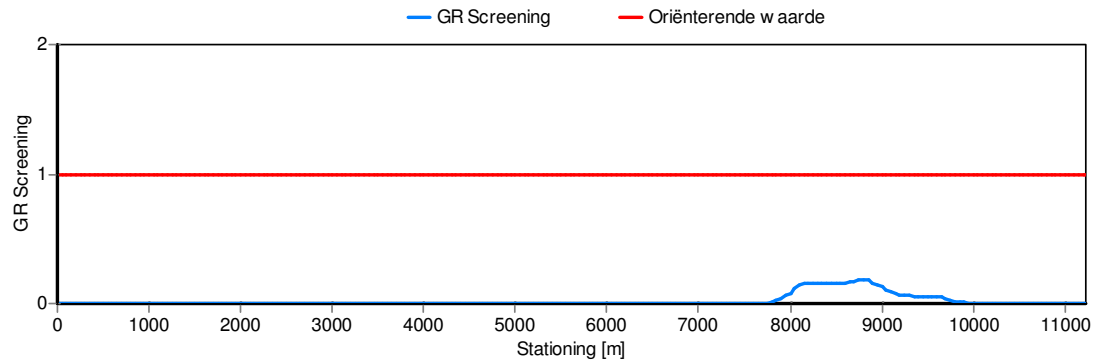
Voor de leidingen gepresenteerd in Tabel 13 wordt de screening van het groepsrisico gepresenteerd, waarbij wordt opgemerkt dat indien voor een geselecteerde kilometer leiding de oriënterende waarde van het groepsrisico wordt overschreden, de groepsrisico screening ergens op die kilometer de grenswaarde 1 zal overschrijden.

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
MOB Bergen – GU-A West	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
MOB Bergen – GU-A Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7

Tabel 13: Leidingparameters alternatief 5 – MOB Bergen (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij $T=70^\circ\text{C}$)



Figuur 25: Groepsrisico screening van de 24" leiding, 80 bar van MOB Bergen – GU-A West



Figuur 26: Groepsrisico screening van de 36" leiding, 80 bar van MOB Bergen naar GU-A Oost

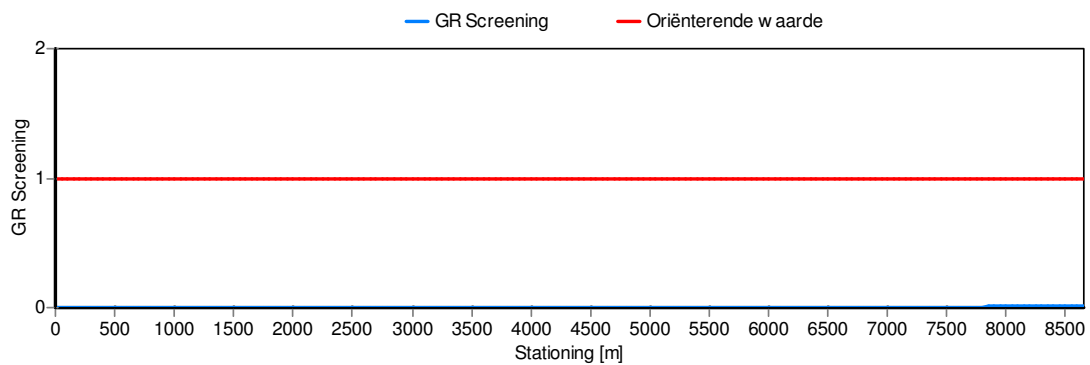
Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat de hierboven genoemde leidingen geen overschrijding hebben van de oriënterende waarde voor het groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2} \text{ km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$. Voor deze leidingen zijn daarom geen FN-curves berekend.

9.4.6. Groepsrisico screening alternatief 6 – Compressie BDF/behandeling BKM

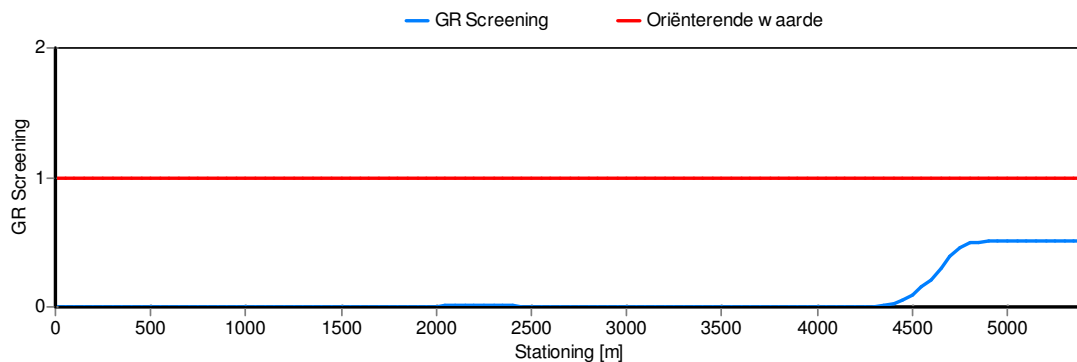
Voor de leidingen gepresenteerd in Tabel 14 wordt de screening van het groepsrisico gepresenteerd, waarbij wordt opgemerkt dat indien voor een geselecteerde kilometer leiding de oriënterende waarde van het groepsrisico wordt overschreden, de groepsrisico screening ergens op die kilometer de grenswaarde 1 zal overschrijden.

Tracé	Leiding	Dekking [m]	Diameter [mm]	Druk [barg]	Staalsoort	SMYS [N/mm ²]	Wanddikte [mm]
BGM – BKM	2 x 30" Dry/wet gas, geïsoleerd	1.25/1.50	762	160	X70	458 [#]	30
BGM – BKM	24" Dry Gas	1.25	610	80	X70	482	9.1
BKM – GU-A Oost	36" Dry Gas	1.25	914	80	X70	482	13.7
BDF – BGM	28" Dry/wet gas	1.25	711.2	80	X70	482	22

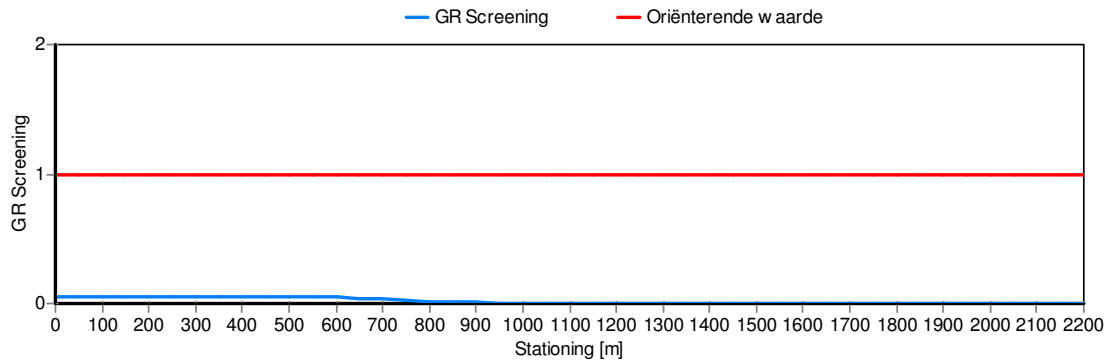
Tabel 14: Leidingparameters alternatief 5 – MOB Bergen (* inclusief 2 mm corrosie toeslag # rekgrens bij T=70 °C)



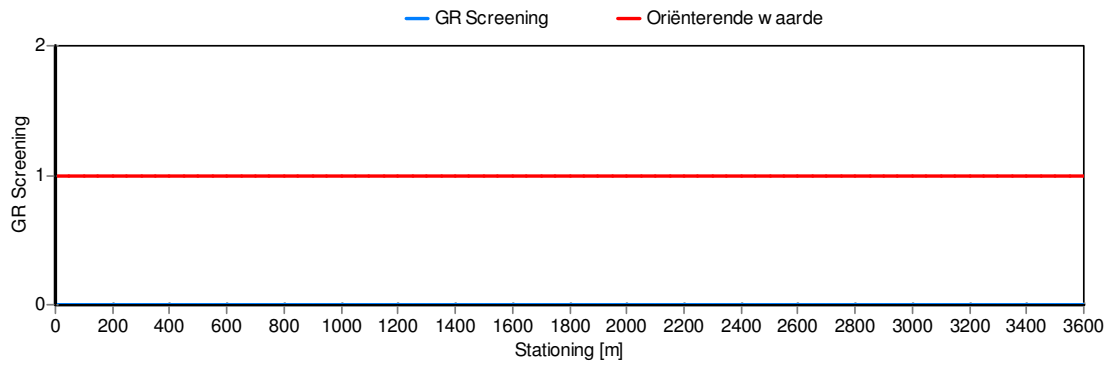
Figuur 27: Groepsrisico screening van de 2x30" leidingen, 160 bar van BGM naar BKM



Figuur 28: Groepsrisico screening van de 24" leiding, 80 bar van BGM naar BKM



Figuur 29: Groepsrisico screening van de 36" leiding, 80 bar van BKM naar GU-A Oost



Figuur 30: Groepsrisico screening van de 28" leiding, 80 bar van BDF naar BKM

Uit bovenstaande figuren kan worden geconcludeerd dat de hierboven genoemde leidingen geen overschrijding hebben van de oriënterende waarde voor het groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2} \text{ km}^{-1} \cdot \text{jaar}^{-1}$. Voor deze leidingen zijn daarom geen FN-curves berekend.

CONCLUSIES

Uit de berekeningen en analyses kan het volgende worden geconcludeerd:

Het voorziene ontwerp van de gastransportleidingen in de beschouwde alternatieven voldoet aan de huidige regelgeving, zijnde de circulaire "Zonering langs hoge druk aardgastransportleidingen".

Tevens voldoen de beschouwde alternatieven aan de toekomstige wetgeving: de leidingen voldoen aan de door de Nederlandse overheid gestelde grens(richt)waarde van $PR < 10^{-6}$ per jaar ter plaatse van (beperkt) kwetsbare objecten.

De beschouwde alternatieven voldoen aan de oriënterende waarde voor groepsrisico, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-2}$ per km per jaar, waarbij F de frequentie is van een ongeval met N of meer dodelijke slachtoffers.

De aardgascondensaatleiding voldoet aan de 10^{-6} plaatsgebonden risicoafstanden zoals vermeld in de memo "Risicoafstanden voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen K1K2K3" [17]. Deze vormt, in combinatie met de circulaire "Bekendmaking van beleid ten behoeve van de zonering langs transportleidingen voor brandbare vloeistoffen van de K1, K2 en K3-categorie" [18], de huidige regelgeving voor K1-leidingen. Naar verwachting zullen deze afstanden tevens worden opgenomen in de toekomstige regelgeving.

10. REFERENTIES

- [1] *Handreiking Externe Veiligheid Vervoer Gevaarlijke Stoffen*, maart 1998
Nota Risiconormering Vervoer Gevaarlijke Stoffen; Tweede kamer, vergaderjaar 1995-1996, 24 611, nr 2.
- [2] *Circulaire Zonering langs hoge druk aardgastransportleidingen*; ministerie van VROM; 26 november 1984, kenmerk DGMH/B nr. 0104004.
- [3] *Guidelines for Quantitative Risk Assessment PGS-3*, December 2005.
- [4] Acton M.R., Baldwin P.J., Baldwin T.R., Jager E.E.R., *The Development of the PIPESAFE Risk Assessment Package for Gas Transmission Pipelines*, Proceedings of the International Pipeline Conference, ASME International, Book no. G1075A, 1998.
- [5] Acton M.R., Baldwin P.J., Baldwin T.R., Jager E.E.R., *Recent Developments in the Design and Application of the PIPESAFE Risk Assessment Package for Gas Transmission Pipelines*, Proceedings of the International Pipeline Conference, IPC02-27196, Calgary, Canada, 2002.
- [6] M.R. Acton, G. Hankinson, B.P. Ashworth, M. Sanai, J.D. Colton, *A Full Scale Experimental Study of Fires following the Rupture of Natural Gas Transmission Pipelines*, Proceedings of the International Pipeline Conference, Calgary, ASME International.
- [7] *Toepasbaarheid van PIPESAFE voor risicoberekeningen van aardgas-transportleidingen*, ministerie van VROM, VROM DGM/SVS/2000073018, 10 juli 2000.
- [8] Rein Bolt, Robert Kuik, Jeroen Zanting, Eric Jager: *Risicoanalyse Aardgas Transportleidingen*. Rapport RT 03.R.0355.
- [9] Committee for the Prevention of Disasters, *Methods for the determination of possible damage CPR 16E*, 1992.
- [10] Jeroen Zanting, Eric Jager, Robert Kuik, *Gasunie's three step approach in pipeline risk assessment, A Fast, efficient and accurate method of screening a transmission network*, Proceedings of the 27th ESReDA seminar, Glasgow, Scotland, November 2004.
- [11] Mirjam van Burgel, *Invoerparameters risico analyse PIPESAFE per 08-11-2006*, Memorandum DET 06.M09.
- [12] Brief van Ministerie van VROM aan N.V. Nederlandse Gasunie, *Risicomethodiek aardgastransportleidingen*, EV/2006.334302, 7 December 2006.
- [13] E-mail uitwisseling met M. Spoelstra namens Safeti-NL, RIVM, 6 november 2007.
- [14] M.T. Dröge, J.L. Bos, *Kwantitatieve Risicotetsing Tracé Rysum-Trips c.a.*, DET 2007.R.0320
- [15] SGS, Analytical Report SPL-1155936.01.A02, 11-07-2007.

- [16] Brief van Ministerie van VROM aan gemeente Menterwolde, *Besluit Buisleidingen*, EV/2007105605, 8 november 2007.
- [17] *Risicoafstanden voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen K1K2K3*, Centrum Externe Veiligheid RIVM, augustus 2008, memo op www.rivm.nl.
- [18] *Bekendmaking van beleid ten behoeve van de zonering langs transportleidingen voor brandbare vloeistoffen van de K1, K2 en K3-categorie*, Ministerie van VROM, DGM/SR/1221254, 24 april 1991.
- [19] *Handboek Risicozonering Windturbines*, 2e, geactualiseerde versie januari 2005, SenterNovem

BIJLAGE A FAALFREQUENTIES

A1 Schade door derden

Veruit de belangrijkste oorzaak van falen van gastransportleidingen is uitwendige beschadiging door derden. Het voorspellen van de faalfrequentie van een leiding door uitwendige beschadiging gebeurt in drie stappen:

- vaststellen van de raakfrequentie;
- bepaling van kans op lekkage als gevolg van een kras en de combinatie kras-deuk;
- bepaling van de uiteindelijke breukfrequentie.

De veronderstelling is dat de raakfrequentie alleen afhangt van de diepteligging [A1, A2, A3]. Een analyse van de bij Gasunie gerapporteerde schades uit de periode 1977 – 2001 heeft geresulteerd in de volgende relatie tussen dekking d (in m) en raakfrequentie $f(d)$:

$$f(d) = e^{-2.4d-3.5} \quad [km^{-1} \cdot jaar^{-1}].$$

Dit betekent dat de raakfrequentie ongeveer een factor 10 kleiner wordt voor elke meter extra gronddekking. Voor meer details omtrent deze analyse wordt verwezen naar [A2].

Het faalfrequentie model FFREQ gebruikt als input inwendige druk, staalsoort, wanddikte, taaiheid van het staal, diameter en diepteligging, en berekent hiermee een lek- en breukfrequentie voor platteland en stedelijke gebieden. Het model is gebaseerd op breukmechanica en Weibull-verdelingen van Britse leidingbeschadigingen door graafwerkzaamheden of andere grondroeractiviteiten. In [A2] staat beschreven hoe de resultaten van FFREQ dienen te worden gecorrigeerd voor diepteligging met bovenstaande vergelijking, zodat de uitkomst consistent wordt met faaldata van Gasunie-leidingen.

In het volgende wordt de procedure uitgelegd waarmee FFREQ faalfrequenties, met een breuk als gevolg, berekent. De achterliggende gedachte bij deze procedure is het bepalen van de kritieke gatgrootte als gevolg van een kras en/of deuk. Ligt een berekende gatgrootte boven de kritieke waarde, dan faalt de leiding als breuk. Hierbij dient te worden opgemerkt dat FFREQ aanneemt dat kraslengte en krasdiepte onafhankelijk zijn. In werkelijkheid is het waarschijnlijk dat er enige correlatie is tussen diepte en lengte van een kras.

De diepte van een kras, d , die nodig is om een leiding te laten falen wordt gegeven door de vergelijking

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

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

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

met L de kraslengte, en R de straal van de leiding. De kritieke kraslengte wordt 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 gelijk 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 de kans op een kraslengte in het eerste interval 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 gelijk 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 de kans op een kraslengte in het eerste interval 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 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.

A2 Andere faaloorzaken

Eén van de faalfrequentie modellen in PIPESAFE voorspelt falen ten gevolge van vermoeiing van leidingen door sterke cyclische belasting op druk. Aangezien de Gasunie leidingen niet sterk cyclisch belast worden geeft dit geen bijdrage aan de faalfrequentie. Aardbevingen en terroristische aanslagen worden buiten beschouwing gelaten.

Het corrosiemodel CORROSION gebruikt een distributie van waargenomen corrosiesnelheden op Britse gasleidingen. Deze hangen af van kathodische beschermingskwaliteit, coatingtype en conditie. Wanddikte, staalsoort, diameter, inwendige druk en leeftijd bepalen dan de faalfrequentie. Het falen als breuk levert een lage frequentie omdat de corrosie niet alleen diep moet zijn maar ook uitgebreid. Bij Gasunie heeft corrosie alleen maar geleid tot lekken en niet tot breuken.

A3 Referenties bijlage A

- [A1] 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.
- [A2] 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.
- [A3] 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.
- [A4] EGIG, 5th EGIG report 1970 – 2001, 2002.

BIJLAGE B FAALFREQUENTIE BIJ DOMINO-EFFECTEN

In een interne database omtrent leidingbeschadigingen zijn de in Tabel B15 beschreven activiteiten die kunnen leiden tot leidingbeschadigingen door derden opgenomen. Van de in totaal 1225 vermelde incidenten, zijn er 59 incidenten (56 met vermelde oorzaak) die betrekking hebben schade door derden op een HTL leiding. In totaal kunnen hiervan 11 incidenten aangemerkt worden als veroorzaakt door activiteiten die op één of meerdere plek(ken) plaatsvinden (in tabel gelabeld met 'V') en 27 incidenten door activiteiten die plaatsvinden op een traject (gelabeld met 'H'). Dit geeft bij benadering een 30% / 70% verdeling.

Beschrijving activiteit	Code in GDLI	Aantal	Categorie
Algemene industriële activiteiten	ACT	0	-
Activiteiten voor de aanleg van kabels	CABLE	2	H
Activiteiten van Gasunie zelf	COMP	5	V
Activiteiten voor algemene constructie	CONST	2	-
Drainage	DA	8	H
Sloopwerkzaamheden	DEM	0	-
Sloten opschonen	DITCL	1	H
Sloten graven	DITDI	3	H
Sloten uitbaggeren	DITDR	1	H
Horizontale boring	DRILHZ	2	H
Verticale boring/bronnering	DRILW	4	V
Agrarisch werk	FARM	2	-
Grondverzet (niet nader gespecificeerd)	GRNDMO	8	-
Foutieve aanboring	HOTTAP	2	-
Onbekend	NS	2	-
Overig	OTHER	2	-
Heien met palen	PILE	2	V
Activiteiten voor de aanleg van pijpleidingen	PIPCON	4	H
Ploegen	PLOW	0	H
Activiteiten voor de aanleg van wegen	ROAD	1	H
Heien met damwanden	SHEET	2	H
Terrorisme/vandalisme	VAND	0	-
Activiteiten voor riolering of waterleidingen	WATER	3	H

Tabel B15: Activiteiten uit interne database met het aantal vermeldingen bij schade door derden op HTL leidingen en de indeling in categorie.

VERZENDLIJST

P.J.G. van de Sman (TAQA Energy B.V.)

K.Y. van Tol (DHV)

N.J. de Vries (DHV)

R.J. Beks

Registratuur en EKC