

Plaatsgebondenrisicoberekeningen
Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V.:
diverse leidingen
Toetsing aan het besluit externe veiligheid buisleidingen

projectnr. 140519 - 241369.14
documentnr. 233580-121-001
revisie 04
16 juli 2014

Adviesgroep SAVE

Opdrachtgever

Zeeland Refinery
Postbus 210
4380 AE Vlissingen

datum vrijgave
16 juli 2014

beschrijving revisie 04
verwerking Revb/HRB Bevb 1 juli 2014

goedkeuring
Rudi van Rooij

vrijgave
Nico van Rodep

Datum van uitgave:

16 juli 2014

Contactadres:

Tolhuisweg 57
8443 DV HEEREN.V.EEN
Postbus 24
8440 AA HEEREN.V.EEN

Copyright © 2014

Antea Nederland B.V.

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar worden gemaakt door middel van druk, fotokopie, elektronisch of op welke wijze dan ook, zonder schriftelijke toestemming van de auteurs.

Antea Nederland B.V. aanvaardt geen aansprakelijkheid voor eventuele schade voortvloeiend uit onderzoek waarbij gebruik is gemaakt van rekenprogramma's waarvan het gebruik van overheidswege verplicht is gesteld. Ook voor verschillen in uitkomsten met eerdere en/of toekomstige versies van deze rekenprogramma's kan Antea Group niet verantwoordelijk worden gehouden.

Inhoud

	blz.
1 Inleiding	2
2 Toetsingskader buisleidingen	4
2.1 Besluit externe veiligheid buisleidingen	4
2.2 Plaatsgebonden risico	4
2.3 Rekenprotocollen	4
3 Uitgangspunten risicoberekening	5
3.1 Leidinggegevens	5
3.2 Modellering	7
4 Rekenresultaten: PR contouren zonder mitigerende maatregelen	10
4.1 Plaatsgebonden risico	10
4.2 Gevoeligheidsanalyse faalfrequentie	11
4.3 Relatie plasbrand PR 10 ⁻⁶ -contour	11
5 Rekenresultaten: PR contouren met mitigerende maatregelen	13
6 Domino-effecten	15
7 Toetsing plaatsgebonden risico	16
8 Conclusie	18
8.1 Plaatsgebonden risico	18
8.2 Mitigerende maatregelen	18
Referentielijst	19
Bijlage 1: Gedetailleerde resultaten crudeleiding	20
Bijlage 2: Nadere berekeningen plasbrand en plaatsgebondenrisicocontour	22
Bijlage 3: Notitie domino-effecten windturbines	24
Bijlage 4: Vervallen	28
Bijlage 5: Onderbouwing afslagtijd	29
Bijlage 6: PR-contour volgens Niveau 1 en Niveau 2 Methodiek	30

1 Inleiding

Zeeland Refinery raffineert ruwe aardolie. De olie wordt onder andere aangeleverd via een pijpleiding van Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V. Deze pijpleiding begint op de Maasvlakte en eindigt op de raffinaderij van Zeeland Refinery te Vlissingen. De leiding wordt in dit rapport aangeduid met de naam crudeleiding. Zie voor een globaal overzicht van de ligging figuur 1.1. Daarnaast wordt er op de locatie in Zeeland een aantal leidingen gebruikt die de inrichting van Zeeland Refinery verlaten (naftaleiding en jetty's met olieproducten).

Op de crudeleiding is van toepassing het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb), de Regeling externe veiligheid buisleidingen en de daarbij behorende Handleiding risicoberekeningen Bevb. Op 1 juli 2014 is een nieuwe versie verschenen van de Regeling externe veiligheid buisleidingen en de daarbij behorende Handleiding risicoberekeningen Bevb. In module C van de Handleiding risicoberekeningen is aangegeven op welke wijze externeveiligheidsrisico's berekend moeten worden van leidingen met aardolieproducten of aardolie en welke faalfrequenties corresponderen met specifieke beheersmaatregelen.

Conform Bevb heeft de exploitant van de buisleiding de verplichting knelpunten met betrekking tot het plaatsgebonden risico in beeld te brengen. In dat kader wenst Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V. inzicht in de ligging van de plaatsgebondenrisicocontouren van de pijpleidingen in haar beheer. Aan de hand daarvan moet worden bekeken of er sprake is van kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten binnen de berekende plaatsgebondenrisicocontour. Bij knelpunten moet vervolgens worden gekeken welke maatregelen (mitigerende maatregelen) genomen kunnen worden om knelpunten op te heffen.

In dit rapport heeft Antea Group van bovengenoemde oliebuisleidingen het generieke risico berekend. Aanvullend is een aantal mitigerende maatregelen doorgerekend, zoals deze zijn gepresenteerd in de nieuwe rekenmethodiek.

Referentiediepteligging

Dit rapport heeft een aanloop gehad die lag voor het van kracht worden van de nieuwe Handleiding Risicoberekeningen Bevb van 1 juli 2014. Met het van kracht worden van deze rekenmethodiek is ook de referentiediepteligging vastgelegd: deze is 0,84 m. Dit betekent dat in dit rapport voor het eerst de plaatsgebondenrisicocontouren daadwerkelijk vastgesteld kunnen worden.

Leeswijzer

In hoofdstuk 2 wordt het beleidskader voor buisleidingen uitgelegd. In hoofdstuk 3 zijn alle uitgangspunten vastgelegd. In hoofdstuk 4 worden de relevante resultaten gegeven. In hoofdstuk 5 en 6 wordt de nieuwe methodiek behandeld en komt het domino-effect aan de orde. In hoofdstuk 7 is een toetsing aan de risiconormen van het Bevb uitgevoerd. In hoofdstuk 8 zijn vervolgens de conclusies gegeven.



Figuur 1.1 Ligging van lange buisleiding van Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V. (blauwe lijn); de kortere leidingen zijn niet ingetekend in deze figuur, deze leidingen zijn gelegen in Vlissingen.

2 Toetsingskader buisleidingen

2.1 Besluit externe veiligheid buisleidingen

Op 17 september 2010 is het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) gepubliceerd in de Staatscourant 686 [1]. Op 1 januari 2011 is dit besluit in werking getreden. Dit besluit regelt onder meer de externeveiligheidsaspecten van buisleidingen. Het externeveiligheidsbeleid voor buisleidingen wordt daarmee in lijn gebracht met het beleid voor inrichtingen en voor vervoer van gevaarlijke stoffen over weg, water en spoor. Hiermee wordt aangesloten bij de systematiek van een plaatsgebonden risico (PR) en een groepsrisico (GR). Zoals in de inleiding reeds genoemd is op 1 juli 2014 een nieuwe versie van kracht geworden van de Regeling externe veiligheid buisleidingen (Revb) en de daarmee verbonden Handleiding risicoberekeningen Externe veiligheid buisleidingen.

2.2 Plaatsgebonden risico

Het plaatsgebonden risico (PR) is de kans per jaar dat een persoon, die permanent en onbeschermd zou verblijven in de directe omgeving van een inrichting of transportroute, overlijdt als gevolg van een ongeval met gevaarlijke stoffen in die inrichting of op die route. De omvang van het PR is geheel afhankelijk van de aard en hoeveelheid stoffen die vervoerd worden over de (in dit geval) transportroute. Voor een individu geeft het PR een kwantitatieve indicatie van het risico dat hij loopt wanneer hij zich in de omgeving van een transportroute bevindt. Het PR kan visueel worden weergegeven door een isocontour. Daarbij worden op basis van de kans van optreden van de diverse ongevalsscenario's resulterende gelijke overlijdensrisico's op een topografische kaart met elkaar verbonden.

De grenswaarde voor het plaatsgebonden risico bedraagt 10^{-6} per jaar. Binnen de 10^{-6} -contour geldt dat de kans van overlijden ten gevolge van een ongeval met gevaarlijke stoffen minimaal één op één miljoen jaar bedraagt. Hierbinnen mogen geen kwetsbare objecten aanwezig zijn. Voor beperkt kwetsbare objecten is dit een richtwaarde waarbij door middel van de best mogelijke technieken het risico zo veel mogelijk dient te worden gereduceerd. Tevens geldt dat voor bestaande situaties gestreefd moet worden naar zo weinig mogelijk mensen binnen de 10^{-6} jr^{-1} -contour. Dit is gedefinieerd in het Besluit externe veiligheid buisleidingen.

2.3 Rekenprotocollen

In het Bevb en in de daarop gebaseerde Regeling Externe Veiligheid buisleidingen (Revb) wordt voorgeschreven dat voor hogedruk buisleidingen moet worden gebruikt het rekenprotocol:

- Handleiding risicoberekeningen Bevb Module B - Hogedruk aardgastransportleidingen [2]
Voor leidingen met aardolieproducten is voorgeschreven:
- Handleiding risicoberekeningen Bevb Module C - Buisleidingen met aardolie producten [3].
Voor leidingen met stoffen hierboven nog niet genoemd is van toepassing:
- Handleiding risicoberekeningen Bevb - Overige leidingen [1];

In dit rapport is gebruikgemaakt van het rekenprotocol Module C- Buisleidingen met aardolieproducten [3].

3 Uitgangspunten risicoberekening

De berekeningen zijn uitgevoerd met het rekenprogramma SAFETI-NL versie 6.54 (patch 1 en patch 2). Gevolgd is het Rekenprotocol Handleiding Risicoberekeningen Bevb module C- Buisleidingen met aardolieproducten d.d. 1 juli 2014 (in dit rapport Hari Bevb genoemd).

3.1 Leidinggegevens

Voor de berekening is een aantal gegevens nodig. In onderstaande tabel zijn de leidinggegevens weergegeven, waar nodig aangevuld met andere gegevens nodig voor de berekening van het plaatsgebonden risico.

Tabel 3.1 Gegevens voor berekening plaatsgebonden risico ondergrondse buisleidingen van Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V..

Eigen-schappen	Eenheid	Naftaleiding	Jetty 20	Jetty 21	Jetty 28	Jetty 67	Jetty 91	Jetty 92	Crudeleiding
Stof		K1	K1	K1	K1	K1	K1	K1	K1, crude oil
Inwendige diameter	inch	8	10	10	14	14	20	20	23,5", 23,38", 23,31", 23,12"
Ontwerpdruk	barg	60	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	60
Gemiddelde druk, zie noot 1	barg	-	-	-	-	-	-	-	24
Pomp debiet	m ³ /h	117	182	182	358	358	730	730	1.050
Afstand pomp-ontvangend vat, of pomp-pomp	km	11,3	11,3	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	139
Afslagtijd pomp na breuk, zie bijlage 6	s	180	180	180	180	180	180	180	180
Fractie jaar gebruik	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Compressibiliteit	m ² /N x 10 ⁻¹⁰	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Diepte ligging	m	1	1	1	1	1	1	1	1
Ruwheidslengte	m	0,1							
Meteo station		Vlissingen							

Noot 1: Gemiddelde operationele druk wordt gebruikt op de expansie te berekenen. Voor de kortere leidingen is de expansie minder relevant en wordt de ontwerpdruk gehanteerd.

Meteostation

De buisleiding bestrijkt een traject waarvoor gegevens van verschillende meteostations van toepassing zijn. Gelet hierop is onderzocht in hoeverre variatie in meteostations de grootte van de 10⁻⁶/jaar plaatsgebonden risico contour beïnvloedt. Mogelijk in aanmerking komende meteostations zijn:

- Meteo Vlissingen: 54,1 m
- Meteo Woensdrecht: 53,0 m
- Meteo Rotterdam: 53,0 m
- Meteo Hoek van Holland: 53,1 m

Achter deze meteostations is vermeld welke 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour is berekend voor een specifieke hypothetische situatie (bij een oppervlakte ruwheid van 0,25 m).

Conclusie:

- de invloed van het meteobestand is gering: minder dan 2% van het resultaat wordt er door beïnvloed.

In de berekening wordt uitgegaan van de meest conservatieve benadering, waarbij het meteobestand Vlissingen wordt gehanteerd.

Oppervlakteruwheid (ruwheidslengte)

De buisleiding bestrijkt een traject met verschillende landschappen waarvoor verschillende ruwheidslengten van toepassing zijn. Daarom is onderzocht in hoeverre de ruwheidslengte de 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour beïnvloedt.

De volgende waarden komen mogelijk in aanmerking om te worden gebruikt in de berekening:

- 30 mm: open vlak terrein, gras, enkele geïsoleerde obstakels: 54,1 m
- 10 cm: lage gewassen, zo hier en daar grote obstakels: 54,2 m
- 25 cm: hoge gewassen, verspreid liggende grote obstakels: 54,1 m
- 50 cm: park, struiken, vele obstakels: 54,1 m
- 1 m: voorstad, bos, bezaaid met grote obstakels. 54,3 m

Achter deze waarden is vermeld welke 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour is berekend voor een specifieke hypothetische situatie.

Conclusie:

- De invloed van de ruwheidslengte is gering: circa 0,5% van het resultaat wordt er door beïnvloed.

De variatie in plaatsgebondenrisicoafstanden is kleiner dan de nauwkeurigheid van het model waarmee de afstanden worden berekend. Keuze van een ruwheidslengte is in deze specifieke situatie arbitrair. Er is gerekend met een ruwheidslengte van 0,1 m. Dit is voor het grootste deel van de leiding waarschijnlijk de juiste waarde.

Invloedsgebied

In onderstaande tabel is het invloedsgebied voor een aantal situaties weergegeven.

Tabel 3.2 Gegevens buisleidingen: invloedsgebied

Leidingnaam	Druk [bar]	Leiding-diameter	Plasbrand straal [m]	Invloedsgebied /1% letaliteitsafstand [m]
Crudeleiding	24	23,31"	29,1	46,7
Naftaleiding	60	8"	7,0	30,2
Jetty 20	17,6	10"	7,8	31,7
Jetty 21	17,6	10"	7,8	31,7
Jetty 28	17,6	14"	10,9	32,9
Jetty 67	17,6	14"	10,9	32,9
Jetty 91	17,6	20"	15,6	33,0
Jetty 92	17,6	20"	15,6	33,0

Wanddikte variatie

De wanddikte van de 24"-crudeleiding varieert tussen de 6,35 mm en de 11,13 mm. In bijlage 1 is de invloed van deze variatie onderzocht. Het blijkt dat de invloed van de wanddikte te verwaarlozen is. De verdere berekeningen zullen uitgevoerd worden met een inwendige diameter van 23,31 inch.

3.2 Modelling

Modelstof

Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V. heeft aangegeven dat via de leidingen crude oil, nafta, benzine, aardolieproducten of fuel oil wordt getransporteerd. De giftigheid van deze stoffen is verwaarloosbaar voor een externe veiligheidsberekening. Alle stoffen hebben het predicaat 'Zeer licht ontvlambaar K1'.

In de Handleiding Risicoberekeningen Bevb (Hari Bevb) is aangegeven dat K1-producten dienen te worden berekend met als modelstof n-octaan. Dit is de stof die in SAFETI-NL is geselecteerd om de letale effecten mee te berekenen.

Uitstroombesonderheden

Voor ondergrondse leidingen met vloeibare aardolie(-producten) worden twee typen uitstroombesonderheden beschouwd, namelijk breuk en lek van de leiding. Volgens het Hari Bevb Module C is slechts één scenario relevant indien het een niet-toxische vloeistof betreft:

- Breuk van de leiding.

Volgens het Hari Bevb Module C dient dit gemodelleerd te worden met het model pool fire.

Faalfrequenties

De faalfrequenties voor de vloeistoftransportleidingen gelden voor de leiding inclusief de verbindingen, zoals flenzen, lassen en kleppen en exclusief pompen. Volgens het Hari Bevb Module C is de volgende faalfrequentie van toepassing wanneer geen aanvullende gegevens van de leiding bekend zijn (niveau 1 faalfrequentie)¹:

- Breuk van de leiding; $1,5 \times 10^{-4}/\text{km.j.}$

De ontstekingskans K1 vloeistoffen bedraagt:

$$P_{\text{direct}} = 0,065$$

$$P_{\text{vertraagd}} = 0,935$$

Bij K1-vloeistoffen wordt ervan uitgegaan dat altijd ontsteking optreedt, hetzij direct, hetzij vertraagd. De totale ontstekingskans = $0,065 + 0,935 = 1$. Dit betekent dat de faalfrequentie $1,5 \times 10^{-4}/\text{km.j}$ welke gebruikt wordt voor de plasbrand niet aangepast hoeft te worden: het plasbrandscenario gaat er namelijk vanuit dat ontsteking heeft plaats gehad. Het verschil tussen directe en vertraagde ontsteking doet hier niet ter zake.

Met het van kracht worden van de nieuwe Regeling externe veiligheid buisleidingen en de Handleiding Risicoberekeningen Bevb per 1 juli 2014 is de referentie diepteligging vastgelegd. Deze bedraagt 0,84 m. De berekeningen hebben plaats gevonden voordat deze referentie diepteligging bekend was: toen is de referentie diepteligging forfaitair op 1 m gezet, gelijk aan de gemiddelde diepteligging van de buisleiding. Er is in de berekeningen dus geen correctie op de diepteligging aangebracht.

Nadere gegevens over poolfire

De hoogte van de vloeistofplas is 5 cm volgens Hari Bevb. De uitstroom uit de leiding tijdens breuk wordt bepaald door een aantal bijdragen:

- a: pompdebiet maal de tijd die verstrijkt tussen het optreden van de breuk en het afslaan van de pomp. Zie tabel 3.3 (zie bijlage 5 voor onderbouwing afslagtijd pomp).

1. In bijlage 6 en hoofdstuk 5 wordt nog uitgebreid naar de frequentie gekeken.

Tabel 3.3 Spill als gevolg van afslagtijd pomp

Uitstroom a.g.v. pompdebiet	Pompdebiet [m ³ /h]	Afslagtijd [min]	Spill [m ³]
24"-leiding (Mvl-Vls)	1.050	3	52,5
8"-leiding	117	3	5,8
10"-leiding	182	3	9,1
14"-leiding	358	3	17,9
20"-leiding	730	3	36,5

Toelichting: Het pompdebiet is het maximale pompdebiet zoals opgegeven.

- b: uitstroming ten gevolge van de expansie van de samengedrukte vloeistof. Hier is van belang de afstand tussen pomp en ontvangende vat of tussen twee pompen onderling.

De formule waarmee de volume toename kan worden berekend als gevolg van het wegvallen van de druk wordt gegeven door:

$$V_e = \pi/4 \times D^2 \times L \times P \times C_e$$

Met daarin:

- V_e = volumetoename van het product [m³];
- D = inwendige diameter van de leiding [m];
- L = leidinglengte tussen pompen of pomp en het einde van de leiding [m];
- P = druk ter plaatse van het lek [Pa];
- C_e = compressibiliteit van het product [m²/N].

Van belang voor het kunnen berekenen van de volumetoename zijn de volgende invoerparameters:

- D : interne diameter.
- L : volgens opgave.
- P : genomen wordt de gemiddelde operationele druk over de gehele leiding.
24" leiding: De maximaal optredende operationele druk bij gebruik van twee pompen ter hoogte van de Maasvlakte is maximaal 45 bar. De minimale tegendruk in Vlissingen bedraagt 2 bar. Het verschil (45-2) 43 bar is het drukverschil over de leiding. De gemiddelde druk over de lengte van de leiding is nu $(45 + 2) / 2 = 23,5$ bar (afgerond 24 bar), zie sectie 4.1 voor de invloed van andere operationele drukken. Voor de andere leidingen wordt met de ontwerpdruk gerekend omdat de bijdrage van de expansie bij deze leidingen minimaal is.
- C_e : compressibiliteit. Voor olieproducten is de waarde gebruikt zoals die in de Hari Bevb Module C, hoofdstuk 4 bijlage verantwoording is opgenomen: $0,88 \times 10^{-9} / \text{m}^2/\text{N}$.
- Nalevering als gevolg van hellende leiding en terugstroming bij breuk uit het ontvangende vat is niet relevant. Dientengevolge zijn hiervoor geen extra uitstromingen opgenomen.
- In de crudeleiding zijn 13 afsluiterposten opgenomen om de leiding te kunnen segmenteren. De dichtlooptijd van de afsluiters is ca. 5 minuten. Na breuk is de uitstroom t.g.v. de expansie na 3 minuten vrijwel tot stilstand gekomen. Hierdoor draagt het sluiten van de afsluiters niet bij tot het verminderen van het expansie volume.

Tabel 3.4a Spill V_e [m³] als gevolg van expansie samengedrukte vloeistof

Uitstroom a.g.v. compressie	D_{inw} [inch]	L [km]	P [bar]	C_e [m ² /N]	V_e [m ³]
24" leiding crude	23,31	139	24	$8,8 \times 10^{-10}$	80,8
8" leiding nafta	8	11,3	60	$8,8 \times 10^{-10}$	1,93
10"-leiding	10	5,6	17,6	$8,8 \times 10^{-10}$	0,44
14"-leiding	14	5,6	17,6	$8,8 \times 10^{-10}$	0,86
20"-leiding	20	5,6	17,6	$8,8 \times 10^{-10}$	1,76

Totale volume dat vrijkomt bij een volledige breuk is:

Tabel 3.5a Plasdiameter (bij diverse drukken en inwendige diameter)

Uitstroom	D _{inw} [inch]	P [bar]	Spill [m ³]	V _e [m ³]	Spill + V _e [m ³]	Plasdikte [m]	Plas- oppervlak [m ²]	Plas- straal [m]
24"-leiding crude	23,31	24	52,5	81	133,3	0,05	2.667	29,1
8"-leiding nafta	8	60	5,8	1,9	7,8	0,05	155	7,0
10"-leiding	10	17,6	9,1	0,4	9,6	0,05	191	7,8
14"-leiding	14	17,6	17,9	0,9	18,7	0,05	375	10,9
20"-leiding	20	17,6	36,5	1,8	38,2	0,05	765	15,6

In bovenstaande tabel is het gezamenlijk effect vermeld. De plasdiameter is in SAFETI-NL ingevoerd.

Opmerkingen:

- Voor de breuk- als lekfrequentie geldt dat geen rekening is gehouden met de invloed van eventuele aanvullende veiligheidsvoorzieningen door leidingeigenaren.
- De breukfrequentie is generiek bepaald voor alle relevante buisleidingen met aardolieproducten in Nederland.
- Bij de faalfrequentie is de invloed van de grondroerdersregeling (WION) verdisconteerd door het aantal breuken als gevolg van beschadiging door derden (external interference) naar beneden te corrigeren met een factor 2,4.
- De onderliggende faaloorzaak voor de frequentie uit tabel 3.3 is voor 55% external interference en 45% wordt veroorzaakt door andere faaloorzaken.
- Er is geen correctie toegepast op de faalfrequentie vanwege het mogelijk niet liggen van de leidingen op de referentiediepteligging.
- Er is geen rekening gehouden met drukverlies als gevolg van kleppen en bochten.
- Er is een plant boundary om het leidingstuk getekend, dit omdat SAFETI-NL standaard gebruik maakt van een boundary².

2. Deze instelling heeft effect op drijvende wolken, niet op een plasbrandscenario zoals hier beschouwd.

4 Rekenresultaten: PR contouren zonder mitigerende maatregelen

De berekeningen zijn uitgevoerd conform de uitgangspunten in hoofdstuk 3.

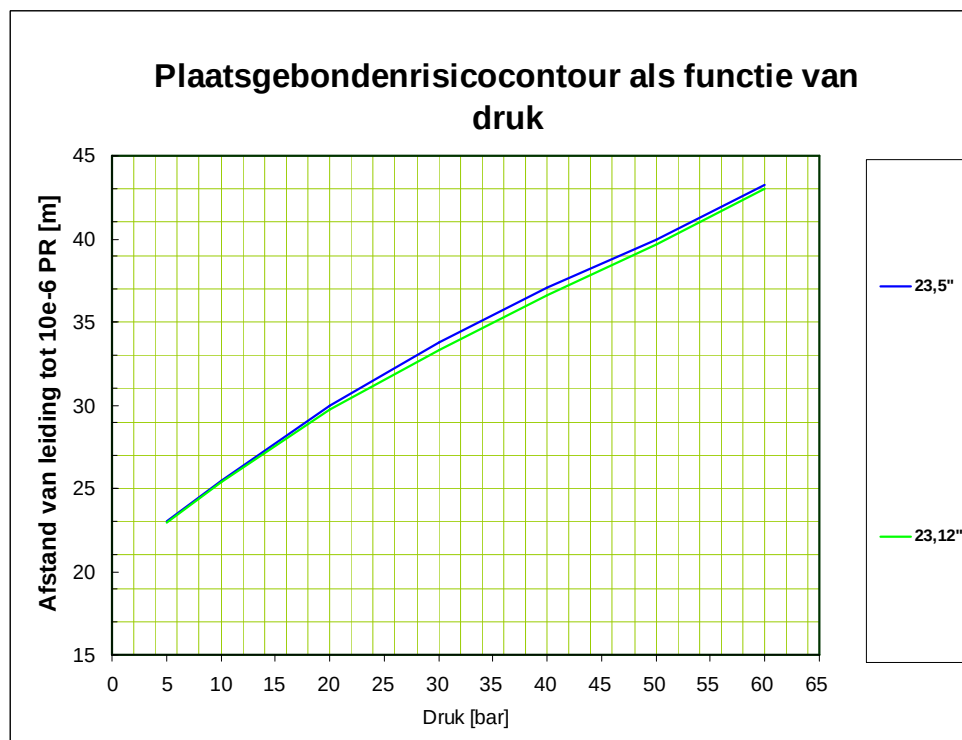
4.1 Plaatsgebonden risico

Deze plaatsgebonden risico's zijn berekend met een pijplijnstuk van ongeveer 1 km, omdat in het verleden is gebleken dat het plaatsgebonden risico van grote lijnstukken (vele km's lang) leidt tot grote gridcellen waarin risico's kunnen wegvallen.

Tabel 4.1 Plaatsgebonden risico van de diverse leidingen

PR contour 10^{-6} /jaar	D_{inw} [inch]	P [bar]	Spill + V_e [m ³]	Plasdikte [m]	Plasstraal [m]	10^{-6} /jaar [m]
24" leiding crude	23,31	24,0	133,3	0,05	29,1	31,8
8" leiding nafta	8	60,0	7,8	0,05	7,0	9,9
10"-leiding	10	17,6	9,6	0,05	7,8	10,0
14"-leiding	14	17,6	18,7	0,05	10,9	12,2
20"-leiding	20	17,6	38,2	0,05	15,6	18,0

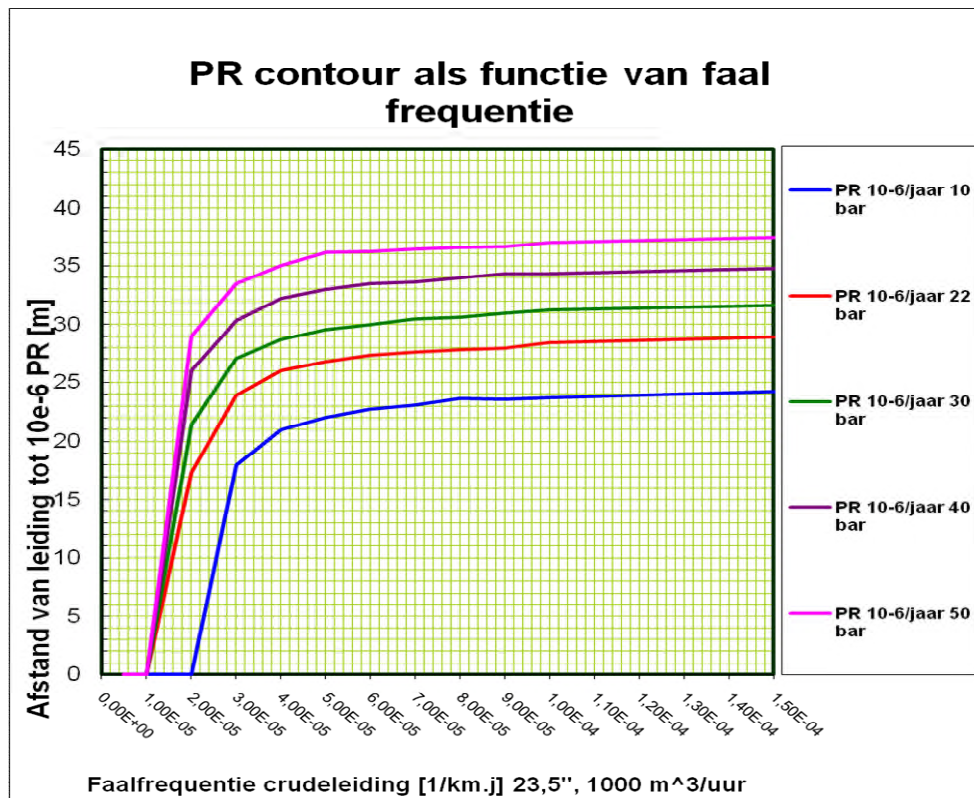
In sectie 3.2 zijn de uitgangspunten aangegeven voor de berekening van de expansie en de daaruit volgende PR 10^{-6} jr^{-1} -contour. In de onderstaande figuur is voor de crudeleiding de afstand van de PR 10^{-6} jr^{-1} -contour in relatie tot de (gem.) operationele druk weergegeven.



Figuur 4.1 Plaatsgebonden risico voor crudeleiding met een faalfrequentie van $1,5 \times 10^{-4}$ /km.j.

4.2 Gevoeligheidsanalyse faalfrequentie

Om inzicht te krijgen hoe de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour verandert bij een andere faalfrequentie van de (crude)leiding is onderstaande grafiek gegenereerd. De grafiekwaarden zijn berekend met de uitgangspunten uit een van de vorige revisies van dit rapport (rev 02). De afwijking in de afstand tot de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour ten opzichte van de huidige uitgangspunten zoals genoemd in sectie 3.1 bedraagt ca. 3 m.

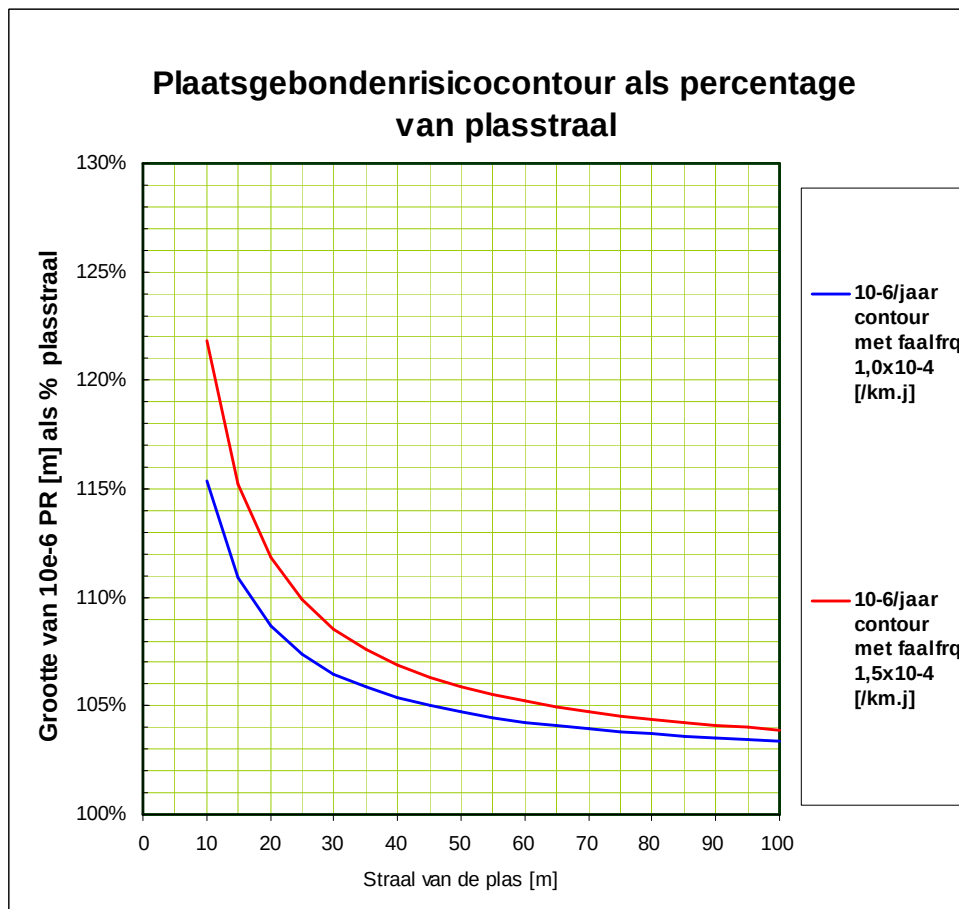


Figuur 4.2 Afstand PR-contour t.o.v. faalfrequentie

Uit figuur 4.2 blijkt dat de afstand tot aan de PR 10^{-6} /jaar-contour vanaf een faalfrequentie groter dan $5,0 \times 10^{-5}$ nauwelijks toeneemt.

4.3 Relatie plasbrand PR 10^{-6} -contour

In bijlage 2 is de relatie tussen de rand van de plasbrand en de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour onderzocht.



Figuur 4.3 Relatie plasbrand en PR 10^{-6} jr⁻¹-contour

De afstand tussen de rand van de plas en de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour varieert van 2,2 meter (122% van een plasstraal van 10 m) tot 4,0 meter (104% van een plasstraal van 100 m).

5 Rekenresultaten: PR contouren met mitigerende maatregelen

Met het verschijnen van de nieuwe Handleiding Risicoberekeningen BeVB per 1 juli 2014 is gedetailleerd vastgelegd op welke wijze diverse maatregelen die een risicoverlaging ten gevolge kunnen hebben kunnen worden gewaardeerd in termen van lagere faalfrequenties en daarmee in kleinere plaatsgebonden risicocontouren.

In onderstaande is deze methodiek kort toegelicht.

De methodiek bestaat uit een tweetrapsraket:

- De eerste stap bestaat uit het bepalen van de basisfaalfrequentie. Er is een zestal faaloorzaken onderscheiden: per faaloorzaak is een aantal (soms één, soms vier) maatregelen geformuleerd. Zijn er geen specifieke maatregelen genomen tijdens aanleg en tijdens beheer van de buisleiding dan zijn de faalfrequenties van niveau 1 van toepassing. Zijn alle maatregelen genomen per faaloorzaak dan is een lagere faalfrequentie (faalfrequentie niveau 2) van toepassing. Ook is een tussenvorm tussen niveau 1 en 2 mogelijk.
- De tweede stap: daarnaast zijn per faaloorzaak (cluster) aanvullende maatregelen geformuleerd. Deze maatregelen leiden via een reductie factor tot een lagere faalfrequentie. Deze reductiefactor wordt toegepast op de in stap 1 geselecteerde basisfaalfrequentie per faaloorzaak (niveau 1 of niveau 2).
- Om de basis faalfrequenties van niveau 2 toe te mogen passen is een effectief geïmplementeerd veiligheidsbeheerssysteem vereist. Indien dit niet aanwezig is zijn alleen de faalfrequenties van niveau 1 van toepassing.

In bijlage 6 is deze methodiek in zijn geheel uitgewerkt. Dit leidt tot de volgende resultaten:

Resultaten (overgenomen uit bijlage 6)

In onderstaande tabel zijn de van toepassing zijnde faalkansen volgens Niveau 1 en Niveau 2 en reductiefactoren gespecificeerd (zie voor een onderbouwing bijlage 6):

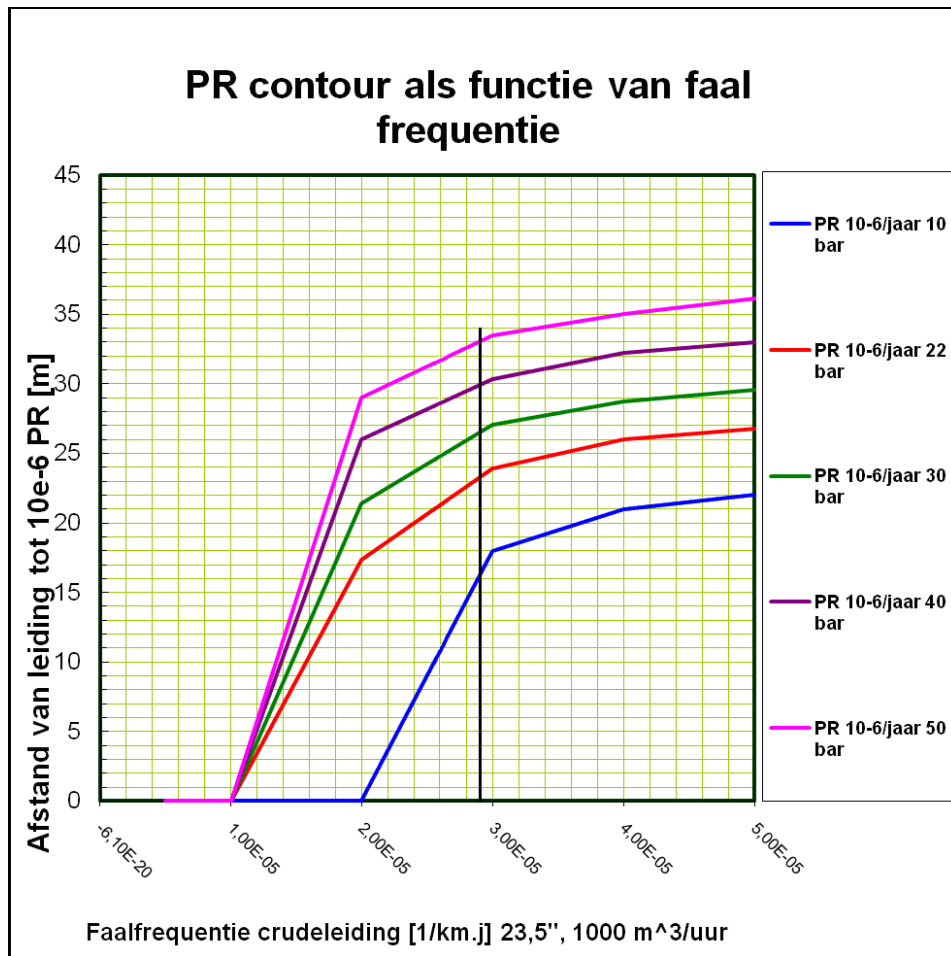
Tabel 5.1 Onderbouwing van de resulterende faalfrequentie van de crude buisleiding

Faalmechanisme Breuk	NIVEAU 1	NIVEAU 2	Factor	Totaal
Beschadiging door derden		$1,77 \times 10^{-5}$	1,47	$1,21 \times 10^{-5}$
Mechanisch	$3,23 \times 10^{-5}$		10	$3,23 \times 10^{-6}$
Interne Corrosie	$5,71 \times 10^{-6}$		10	$5,71 \times 10^{-7}$
Externe Corrosie		$4,25 \times 10^{-6}$	10	$4,25 \times 10^{-7}$
Natuurlijke oorzaken	$9,15 \times 10^{-6}$		1	$9,15 \times 10^{-6}$
Other/Operational		$3,4 \times 10^{-6}$	1	$3,4 \times 10^{-6}$
Totaal Niveau 1 + Niveau 2				$2,88 \times 10^{-5}$

Belangrijk in deze tabel is de rood afgedrukte faalkans: $2,88 \times 10^{-5}/\text{km.j.}$ dit is de faalkans van de buisleiding.

In de grafiek van figuur 5.2 kan worden afgelezen dat de PR 10^{-6} jr^{-1} -contour bij een faalfrequentie $2,88 \times 10^{-5}/\text{km.j}$ nog slechts weinig in omvang afneemt en in dit geval bedraagt: 24,0 m (bij 24 bar, was 31,8 m).

Een substantiële afname van de $10^{-6}/\text{jaar}$ contour kan worden bereikt wanneer de faalfrequentie verder afneemt. Daarvoor moeten aanvullende maatregelen worden geselecteerd.



Figuur 5.1 Afstand PR-contour als functie van de faalfrequentie

6 Domino-effecten

Een domino-effect betreft een activiteit die in de buurt van (in dit geval) de buisleiding wordt ontplooid. Verbonden met deze activiteit zijn een of meer faalscenario's die tevens kunnen leiden tot het falen van de buisleiding. Het klassieke voorbeeld is een windturbine op bijvoorbeeld 50 meter afstand van de buisleiding: het falen van de windturbine (afbreken blad) kan leiden tot het indringen van het blad in de bodem. Wanneer zich daar toevallig de buisleiding bevindt kan deze falen als gevolg van het falen van de windmolen. Dit noemt men een domino-effect. Een algemeen uitgangspunt zoals verwoord in de risicoberekeningsmethodiek (Hari) is dat wanneer de faalfrequentie van de buisleiding met meer dan 10% wordt verhoogd als gevolg van de aanwezigheid van een risicoveroorzakende activiteit in de omgeving van de buisleiding, deze verhoogde faalfrequentie dient te worden gebruikt in de QRA.

Bovenstaande betekent dat het effect van risicoverhogende activiteiten wordt verdisconteerd in de QRA door een verhoging van de faalfrequentie van de buisleiding.

In bijlage 3 is een situatie uitgewerkt waarbij een windturbine in de nabijheid van de buisleiding is gelegen. De faalfrequentie neemt door de aanwezigheid van een windturbine in de nabijheid van een leiding toe met een factor 4,7 toe. Dit leidt tot een beperkte toename van de afstand tot aan de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour van ca. 3 meter. Deze toename geldt alleen in de directe omgeving van de windturbine (binnen invloedsgebied).

7 Toetsing plaatsgebonden risico

Conform het Bevb is de $PR 10^{-6}$ -contour een grenswaarde voor de bouw en aanwezigheid van kwetsbare objecten. Voor beperkt kwetsbare objecten is de $PR 10^{-6}$ -contour een richtwaarde. Hiervan mag, mits gemotiveerd, worden afgeweken door bevoegd gezag.

Gebaseerd op de $PR 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$ -contouren conform tabel 4.1 en de plaatselijke bijdrage van de dominoeffecten (nabij windturbines) is een inventarisatie op knelpunten uitgevoerd voor de TOPN-leidingen. De resultaten staan vermeld in het document '*BEVB Objecten, documentnummer 233590-131-001 Rev 03*'. De gevonden knelpunten bevinden zich in Oud-Gastel aan de Drossaertstraat/Middenstraat. Hier staan diverse woningen op ca. 23 m vanaf de crudeleiding.

Toetsing op basis van in hoofdstuk 4 gevonden PR-contour

Op basis van de in hoofdstuk 4 gevonden plaatsgebonden risico afstand voor de 10^{-6} /jaar-contour (31,8 m) kan worden geconcludeerd dat deze woningen geheel of gedeeltelijk binnen de 10^{-6} /jaar-contour zijn gelegen. Aangezien woningen als kwetsbare objecten worden beschouwd is dit een niet toegestane situatie.

Toetsing op basis van in hoofdstuk 5 gevonden PR-contour

Op basis van de in hoofdstuk 5 gevonden plaatsgebonden risicoafstand van 24 m (hier is nauwkeuriger aangesloten bij de door leiding beheerder genomen beheersmaatregelen en is de diepteligging verdisconteerd in de faalfrequentie: Niveau 1 en Niveau 2 methodiek) kan worden geconcludeerd dat deze woningen (nog steeds) geheel of gedeeltelijk binnen de 10^{-6} /jaar-contour zijn gelegen. Aangezien woningen als kwetsbare objecten worden beschouwd is dit een niet toegestane situatie.

Hoe nu verder?

Uit de hiervoor gepresenteerde gegevens is gebleken dat de nu gerealiseerde mitigerende maatregelen te weinig reductie opleveren om de knelpunten weg te nemen. Gelet hierop is de specifieke situatie nabij de knelpunten in Oud-Gastel beschouwd.

Tussen de Drossaertstraat en de crudeleiding bevindt zich een sloot. Door de aanwezigheid van deze sloot zal bij een breuk van de crudeleiding geen plasvorming optreden voorbij deze sloot. De uittredende vloeistof zal zich in de sloot verzamelen. De sloot fungeert als natuurlijke begrenzing van de plasbrand. De $PR 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$ -contour bevindt zich dan op maximaal 4,0 meter van de sloot, zie sectie 4.3.

Alle woningen bevinden zich meer dan 4 meter vanaf de sloot en vallen daarmee niet meer binnen de $PR 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$ -contour. Voorwaarde is wel dat de sloot het uittredende volume moet kunnen bergen. De sloot is minimaal 3 m breed en 1 m diep en heeft een lengte van ca. 280 m. Het bergende volume is dan minstens $3 \times 1 \times \frac{1}{2} \times 280 = 420 \text{ m}^3$. Maximale uitstroom is volgens tabel 3.5a 133 m^3 . Geconcludeerd wordt dat de sloot voldoende berging heeft.

Een andere voorwaarde is dat de sloot dit bergend volume moet blijven behouden. Met andere woorden de aanwezigheid en de afmetingen van de sloot moeten geborgd zijn. Inspectie van de sloot moet opgenomen worden in het regulier inspectieprogramma.

Aanvullende maatregelen: set 1

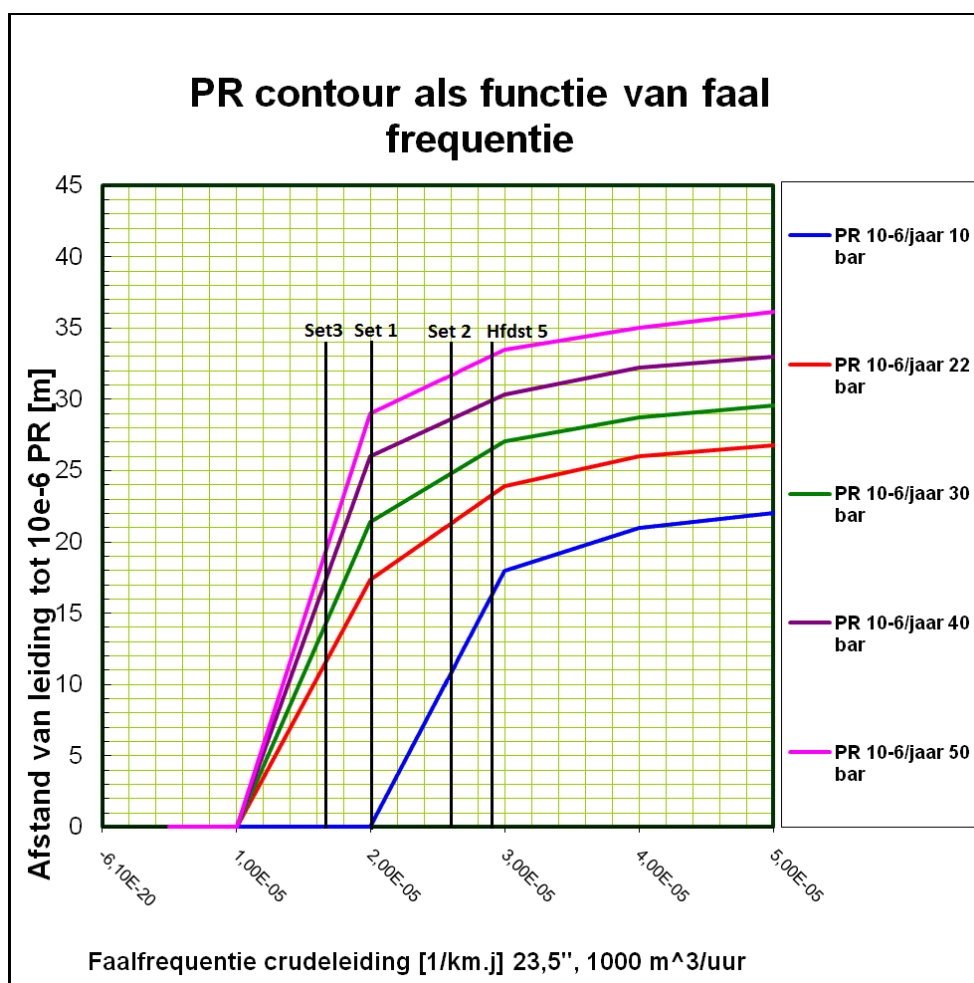
Stel nu dat kan worden aangetoond dat de mitigerende maatregel "Natuurlijke oorzaken kunnen worden uitgesloten", vallend onder de faaloorzaak natuurlijke oorzaken van toepassing is. Dit leidt tot een reductiefactor van 100 voor de faaloorzaak natuurlijke oorzaken. De totale faalfrequentie (alles blijft gelijk aan de in hoofdstuk 5 genoemde faalfrequenties, allen de natuurlijke oorzaak krijgt nu een reductiefactor 100): wordt nu $1,98 \times 10^{-5}$ /jaar. Hierbij kan een plaatsgebonden risico 10^{-6} /jaar gevonden worden van 18 m.

Aanvullende maatregelen: set 2

Stel nu dat kan worden aangetoond dat de mitigerende maatregel "Overdruk beveiligingssysteem op basis van toegepaste SIL+1", vallend onder de faaloorzaak Operationele oorzaken/overige oorzaken van toepassing is. Dit leidt tot een reductie factor van 10 voor de faaloorzaak Operationele en overige oorzaken. De totale faalfrequentie (alles blijft gelijk aan de in hoofdstuk 5 genoemde faalfrequenties, allen de operationele/overige oorzaak krijgt nu een reductiefactor 10): wordt nu $2,58 \times 10^{-5}$ /jaar. Hierbij kan een plaatsgebonden risico 10^{-6} /jaar gevonden worden van 22 m.

Aanvullende maatregelen: set 3

Stel nu dat beide hierboven genoemde aanvullende maatregelen sets (1 en 2) tegelijkertijd van toepassing zijn. Dan wordt de resulterende faalfrequentie $1,67 \times 10^{-5}$. Hierbij hoort een plaatsgebonden-risicocontour 10^{-6} /jaar van 12 m.



8 Conclusie

Op verzoek van Total Opslag en Pijpleiding Nederland N.V. heeft Antea Group berekeningen uitgevoerd die op een generiek niveau inzicht geven in de ligging van de plaatsgebondenrisicocontouren van de crudeleiding en een aantal kortere leidingen gelegen in Vlissingen. Tevens is geïnventariseerd wat het effect is van mitigerende maatregelen op de ligging van de plaatsgebonden risicocontouren.

8.1 Plaatsgebonden risico

In tabel 4.1 is een overzicht gegeven van de met SAFETI-NL berekende plaatsgebondenrisicoafstanden 10^{-6} /jaar. Ten gevolge van het domino-effect neemt de PR 10^{-6} jr⁻¹-contour rondom een windturbine met 3 m toe.

Uitgaande van de berekende PR 10^{-6} jr⁻¹-contouren zijn de knelpunten geïnventariseerd. De knelpunten nabij Oud-Gastel zijn nader bekeken en opgelost door de lokale topografie in rekening te brengen. De aanwezige sloot functioneert als natuurlijke begrenzing waarbij de ligging van de PR-contour voldoende wordt gereduceerd. De sloot moet in het reguliere inspectieprogramma worden opgenomen.

De conclusie is vervolgens dat binnen de 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontouren van de buisleiding geen kwetsbare objecten aanwezig zijn en dat dus is voldaan aan een normwaarde van het Bevb.

8.2 Mitigerende maatregelen

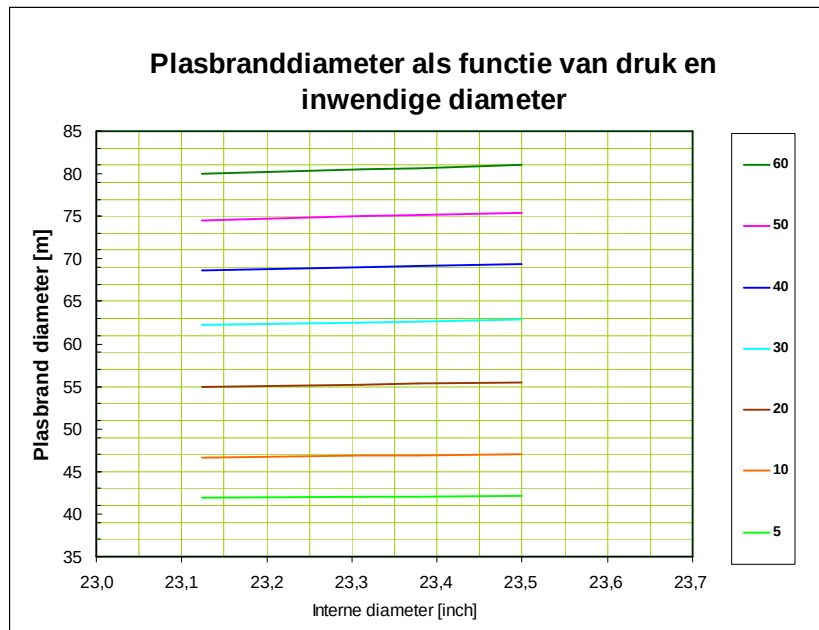
Uitsluitend voor de crudeleiding zijn de effecten van de mitigerende maatregelen op het plaatsgebonden risico berekend. Conclusie is dat de reductie van de plaatsgebondenrisicocontour bescheiden is bij de nu geselecteerde set faalkansen en mitigerende maatregelen.

Referentielijst

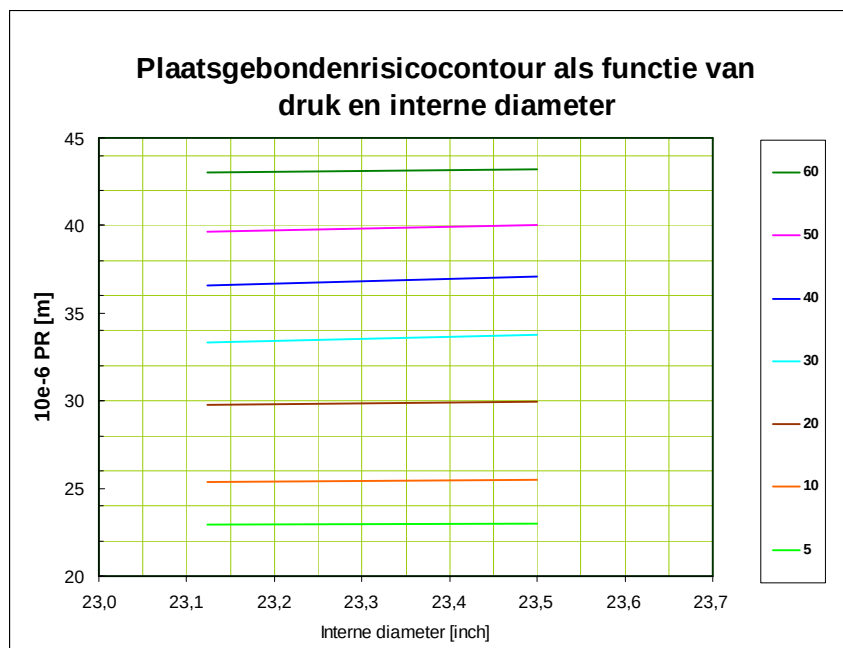
- [1] Handleiding Risicoberekeningen Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen, module chemicaliën leidingen, RIVM, d.d. 1-7-2014 versie 2.0.
- [2] Handleiding risicoberekeningen Bevb Module B - Hogedruk aardgastransportleidingen, RIVM.
- [3] Handleiding risicoberekeningen Bevb Module C - Buisleidingen met aardolie producten, RIVM.
- [4] Publicatie Gevaarlijke Stoffen 1, Deel 6: Aanwezigheidsgegevens.

Bijlage 1: Gedetailleerde resultaten crudeleiding

Onderzocht is de invloed van kleine diametervariaties in de lange (139 km) leiding.
Op basis van deze grafiek (die aangeeft dat de invloed van de diametervariaties maar heel beperkt is) is besloten verder met alleen een gemiddelde diameter van de lange leiding (crudeleiding) te werken.
Van de rekenresultaten zijn de volgende grafieken gemaakt. Zie hieronder figuur B1.1 en B1.2.

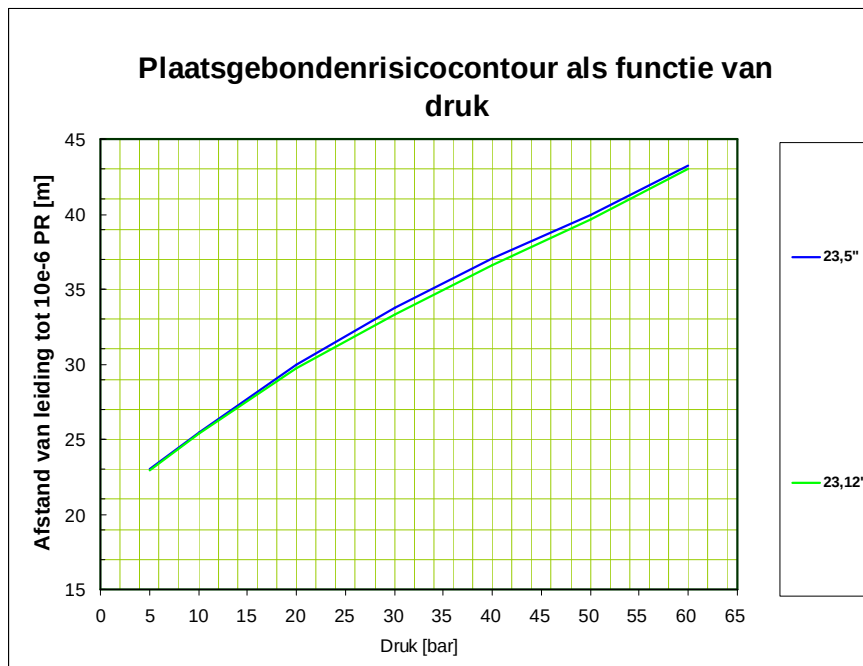


Figuur B1.1 Grafische weergave variatie in plasbranddiameter als functie van interne pijpdiameter (crudeleiding)



Figuur B1.2 Vermelde gegevens (per 60, 50,...,5 bar) van de crudeleiding

Aangezien er maar weinig variatie bestaat in de ligging van plaatsgebondenrisicocontour als functie van de inwendige diameter en er mogelijk behoefte bestaat om voor tussenliggende drukken ook een plaatsgebondenrisicocontourafstand te kunnen aflezen is onderstaande grafiek geconstrueerd. Deze grafiek is geconstrueerd voor de grootste interne diameter (23,5") en de kleinste interne diameter (23,12") van de crudeleiding.



Figuur B1.3 Plaatsgebonden risico voor buisleiding met 23,5" diameter en 23,12" diameter (crudeleiding) met een faalfrequentie van $1,5 \times 10^{-4}/\text{km.j}$

Bijlage 2: Nadere berekeningen plasbrand en plaatsgebondenrisicocontour

Inleiding

In deze bijlage is nader onderzoek gedaan naar de relatie tussen een plasbrandstraal en de door deze plasbrand veroorzaakte 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour.

De belangrijkste uitgangspunten zijn hieronder genoemd:

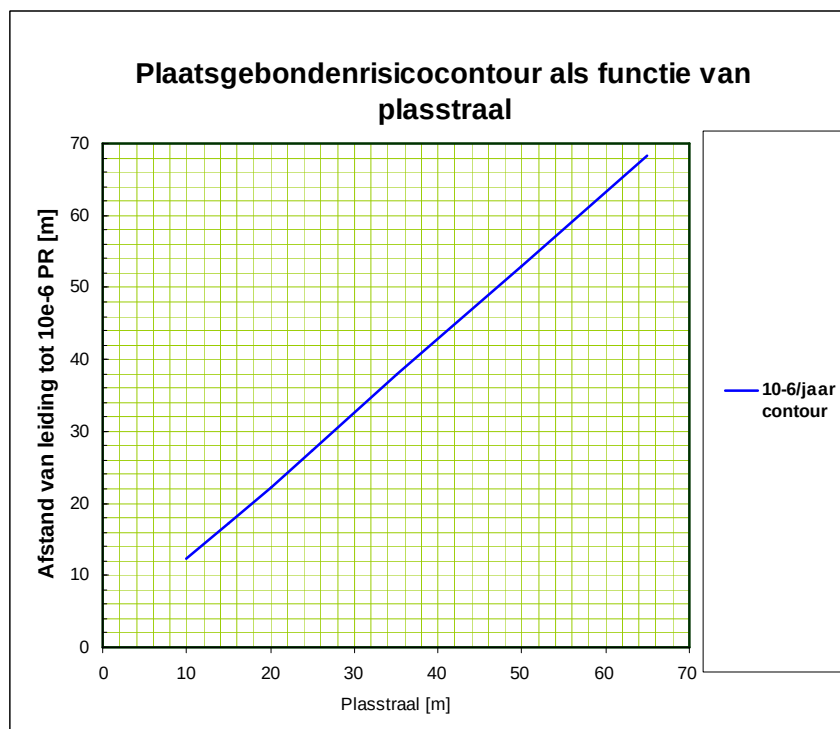
- modelstof: n-octaan;
- faalfrequentie: $1,5 \times 10^{-4}$ /km (variant met $1,0 \times 10^{-4}$ /km.j);
- plasbrand is cirkelvormig.

Plan van aanpak

Voor een reeks van plasbranddiameters is de bijbehorende 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour berekend.

Resultaten

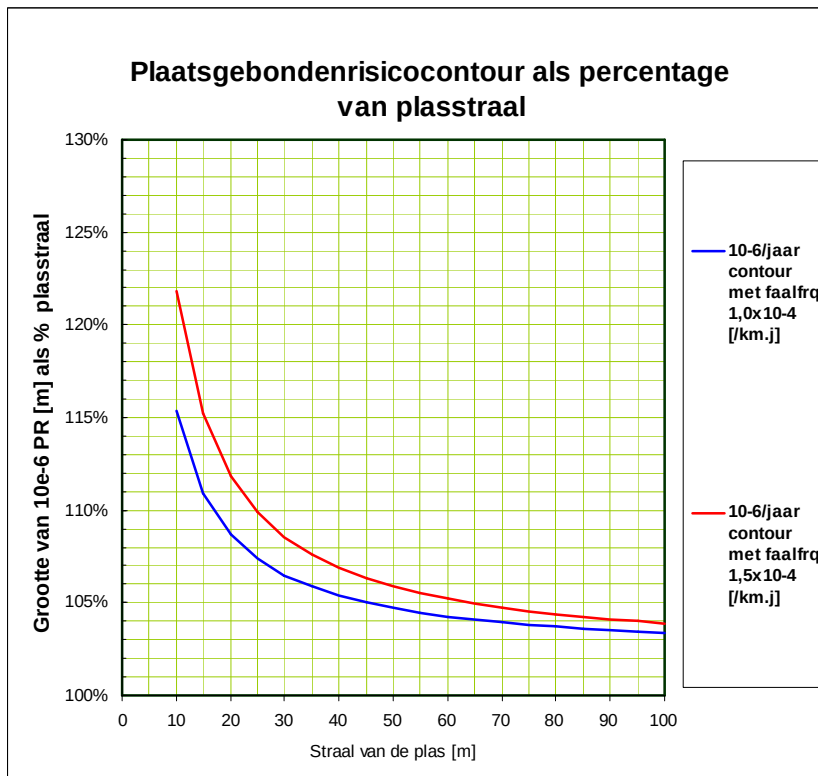
In onderstaande grafieken zijn de resultaten getoond.



Op basis van deze grafiek is een trendlijn berekend: deze lineaire lijn heeft als parameters:

$Y = 1,0189X + 1,9963$. Deze trendlijn is gebruikt om een andere grafiek te produceren: zie onderstaande grafiek.

Daarin is tevens een lijn aanwezig welke berekend is met een iets kleinere faalfrequentie ($1,0 \times 10^{-4}$ per km.j in plaats van de voorgeschreven $1,5 \times 10^{-4}$ per km.j).



Conclusie

De afstand tussen de rand van de plas en de 10^{-6} /jaar varieert van 2,2 meter (bij een plasstraal van 10 m) tot 3,9 meter (bij een plasstraal van 100 m). Deze afstand is dus niet een vast gegeven. Uit bovenstaande blijkt dat naar mate de plasstraal toeneemt de 10^{-6} /jaar neigt naar 106%. In de buurt van de 30 m plasstraal bevindt de 10^{-6} /jaar zich in de range 109%.

Bijlage 3: Notitie domino-effecten windturbines

1. Inleiding

In onderstaande notitie zijn de domino-effecten van windturbines op de ondergrondse buisleidingen met gevaarlijke stoffen beschouwd. Onderzocht is in hoeverre de domino-effecten van windturbines bijdragen aan de externeveiligheidssituatie nabij de Total leidingen. Hierbij is uitgegaan van een situatie waarbij sprake is van een windturbine op een afstand van minder dan 200 meter van een buisleiding. Bij een afstand van meer dan 200 meter is volgens [1] de bijdrage niet relevant.

2. Domino-effecten

Domino-effecten treden op als gevolg van het falen van de windturbine, indien een activiteit (of opslag) met gevaarlijke stoffen (opslagtanks, schepen en buisleidingen met gevaarlijke stoffen) wordt getroffen door onderdelen van een windturbine. Als dit leidt tot het vrijkomen van gevaarlijke stoffen neemt het risico voor de omgeving (mogelijk) toe.

Om deze risico's te kwantificeren is in eerste de trefkans van de relevante object met gevaarlijke stoffen bepaald. Hiervoor is gebruik gemaakt van de vereenvoudigde raakfrequentie bepalingen [1], die er als volgt uitzien:

Ruimtelijke objecten

$$p_{od} = p_{wzpt}(x,y) * A_{pr}$$

p_{od} = kans dat een geprojecteerd oppervlak wordt getroffen

$p_{wzpt}(x,y)$ = trefkans zwaartepunt rotorblad op (x,y)

A_{pr} = geprojecteerd grondoppervlak

Ondergrondse buisleidingen

$$p_{kr} = (2h+D) * p_{wzpt}(s) * (1-f_b)$$

p_{kr} = kans op een domino-effect met een buisleiding

$p_{wzpt}(s)$ = trefkans zwaartepunt rotorblad op leidingtracé

h = diepte ligging van de leiding

D = diameter buisleiding

f_b = beschermingsfactor buisleiding voor treffen door afgebroken blad $\approx 0,999$

3. Eigenschappen turbine

In tabel 1 zijn de bepalende eigenschappen van de op dit moment gangbaar te plaatsen windturbines opgenomen. Uitgangspunt vormt een windturbine met IEC klasse II met een vermogen van 3 MW. De genoemde gegevens zijn herleid uit het 'Handboek Risicozonering Windturbines'; Senter Novem (2005) [1].

Tabel 1 generieke parameters Turbine 3 MW

	Generieke waarde volgens [1]
Masthoogte	80 meter
Rotordiameter	90 meter
Tiphoogte	125 meter
Aantal bladen	3
Gegenereerd vermogen	3 MW
IEC-klasse II	landlocatie
High impact zone*	95 meter
Maximale werpafstand (landlocatie) bij overtoeren	369 meter
Maximale werpafstand (landlocatie) bij mechanisch remmen	189 meter
Maximale werpafstand (landlocatie) bij nominaal toerental	143 meter
PR $10^{-6}/\text{jr}^{**}$	143 meter

* High impact zone betreft masthoogte + 1/3 wielengte.

** Generiek [1] = maximumwaarde van: tiphoogte (i.c. 125 m) óf max. werpafstand bij nominaal toerental.

Risicoparameters Turbine

Potentiële risico's als gevolg van (deels) falen van een turbine volgens het handboek risicozonering:

Tabel 2 Faalfrequenties per scenario

Scenario	Faalfrequentie per turbine per jaar versie 2.0 januari 2005	Faalfrequentie per turbine per jaar conceptversie 4.0 maart 2013 *
Breuk van geheel blad	$8,4 * 10^{-4}$	$8,4 * 10^{-4}$
onderverdeeld in 3 scenario's:		
bladbreuk bij nominaal	$4,2 * 10^{-4}$	$4,2 * 10^{-4}$
rotortoerental		
bladbreuk bij mechanisch	$4,2 * 10^{-4}$	n.g.
remmen		
overtoeren (2 x nominaal)	$5,0 * 10^{-6}$	$5,0 * 10^{-6}$
omvallen van de hele turbine	$1,3 * 10^{-4}$	$1,3 * 10^{-4}$
door mastbreuk		
naar beneden vallen van	$3,2 * 10^{-4}$	$4,0 * 10^{-5}$
gondel en/of rotor		

* In maart 2013 is een concept verschenen van de update van het handboek. De faalfrequentie voor het naar beneden vallen van een gondel/ of rotor is hierin naar beneden bijgesteld.

4. Benadering volgens Handboek risicozonering 2005 [1]: domino-effecten op buisleidingen K1-vloeistoffen

De volgende scenario's voor de buisleiding zijn relevant.

- bladbreuk;
- omvallen van de hele turbine door mastbreuk;
- naar beneden vallen van gondel en/of rotor;

4.1. Bladbreuk

De kans op treffen met falen van de leiding als gevolg van bladbreuk bedraagt volgens [1] (indicatief):

$$p_{kr} = (2h+D) \cdot p_{wzpt}(s) \cdot (1-f_b)$$

p_{kr} = kans op een domino-effect met een buisleiding per meter

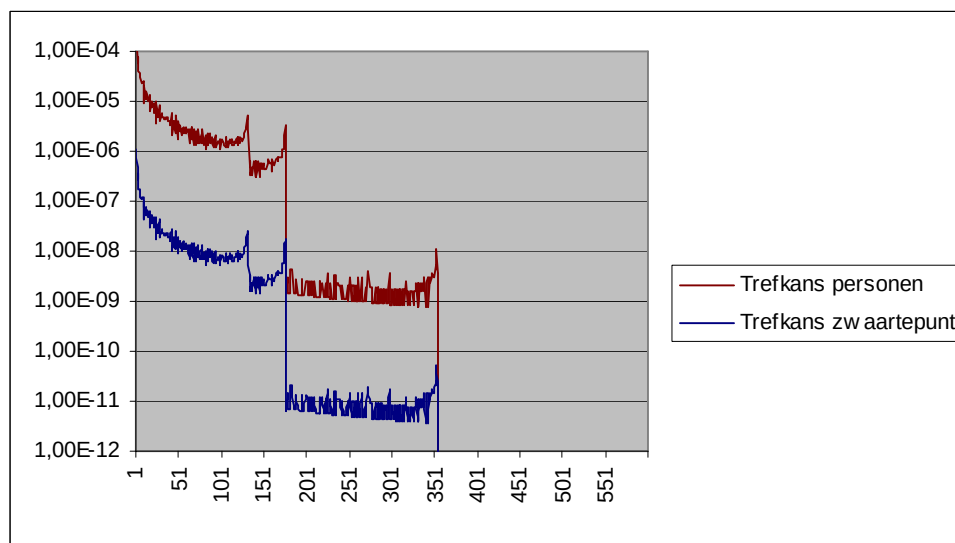
$p_{wzpt}(s) \approx 10^{-7} - 10^{-8}$ (*) = trefkans zwaartepunt rotorblad per m²/jaar

$h = 1$ meter = diepte ligging van de leiding (= minimale bedekking)

$D = 0,6$ meter (24 ") = diameter buisleiding

$f_b = 0,999$ = beschermingsfactor buisleiding voor treffen door afgebroken blad $\approx 0,999$

(*) Zie figuur 1 waarin met blauw de trefkans per m² is weergegeven tegen de afstand. Hieruit blijkt dat binnen de 200 meter de trefkans met een blad varieert tussen $10^{-7} - 10^{-8}$ per m² per jaar. Op een afstand van meer dan 200 meter geldt een $p_{wzpt}(s) \approx 10^{-11} - 10^{-12}$. Deze is verwaarloosbaar.



Figuur 1 Trefkans met blad versus afstand tot aan windturbine (trefkans per jaar per m²)

Voor een afstand van binnen 200 meter van een windturbine bedraagt de kans $p_{kr} = 2,6 \cdot 10^{-10}$ per meter = $2,6 \cdot 10^{-7}$ per kilometer leiding. De maximale lengte van buisleiding binnen het invloedsgebied van 200 meter wordt gelijk gesteld aan een maximum van 2 x de straal. Deze bedraagt 400 meter. Uitgaande van maximaal 400 meter bedraagt de faalfrequentie **$1,0 \cdot 10^{-7}$ per jaar**.

4.2. Omvallen turbine

De kans op domino-effect ten gevolge van inslag door omvallen turbine en/of naar beneden vallen van gondel is als volgt bepaald. De kans van falen van de mast bedraagt generiek $1,3 \cdot 10^{-4}$. De kans dat de mast daarbij de leiding treft is op basis van een gelijkwaardige verdeling en de ligging van de buisleiding berekend op maximaal 50 %. De impact is dusdanig groot dat aangenomen wordt dat de kans op

vrijkomen van gevaarlijke stof als gevolg van de inslag van de mast 1 bedraagt. In dat geval bedraagt de faalfrequentie van de leiding ten gevolge van de mastbreuk $6,5 \cdot 10^{-5}$ per jaar.

4.3. Afvallen gondel

Voor het scenario van vallen van de gondel bedraagt de basisfaalfrequentie $3,2 \cdot 10^{-4}$. De kans op inslag in de leiding bedraagt in dat geval maximaal $0,5 \times 3,2 = 1,6 \cdot 10^{-4}$ per jaar waarbij de kans op inslag 1 bedraagt. In werkelijkheid is deze kans kleiner.

De totale faalfrequentie ten gevolge van de aanwezigheid van de twee windturbines bedraagt ($1 \cdot 10^{-7} + 6,5 \cdot 10^{-5} + 1,6 \cdot 10^{-4}$) = $2,2 \cdot 10^{-4}$ voor een leiding van 400 meter. Per kilometer leiding bedraagt de faalkans $5,5 \cdot 10^{-4}$ per jaar. Hier is dus verondersteld dat de gehele leiding van 1 km binnen het invloedsgebied van windmolens is gelegen.

4.4 Totale faalkans van pijpleiding Total

Ter vergelijking is uitgegaan van de generieke faalfrequentie voor buisleidingen. Deze bedraagt $1,5 \cdot 10^{-4}$ per km per jaar (bron: *Handleiding Risicoberekeningen Bevb, Module C Buisleidingen met aardolieproducten*). Op basis hiervan wordt geconcludeerd dat de faalfrequentie voor de aanwezige buisleidingen ten gevolge van de aanwezigheid van de windturbine significant toenemen (meer dan 10%). Dit heeft als resultaat dat de plaatsgebonden risicocontouren van 10^{-6} mogelijk verder van de buisleiding komt te liggen. Gelet hierop is de ligging van de risicocontouren vanwege de combinatie van buisleidingen en windturbine nader beschouwd.

Invloed windturbine op risico buisleiding K1-vloeistof

In dit onderzoek is vastgesteld dat de faalfrequentie van de buisleiding vanwege de aanwezigheid van de windturbines toeneemt van $1,5 \cdot 10^{-4}$ naar $(5,5 + 1,5) = 7,0 \cdot 10^{-4}$ per km buisleiding. De invloed van de windturbines is derhalve significant. De faalfrequentie neemt toe met een factor 4,7. De bijhorende effecten bij breuk blijven ongewijzigd (een plasbrand). Met behulp van onderstaande grafiek is zijn de afmetingen van de nieuwe 10^{-6} /jaar-plaatsgebondenrisicocontour bepaald: in onderstaand tabel zijn de contouren van de afzonderlijk buisleiding opgenomen.

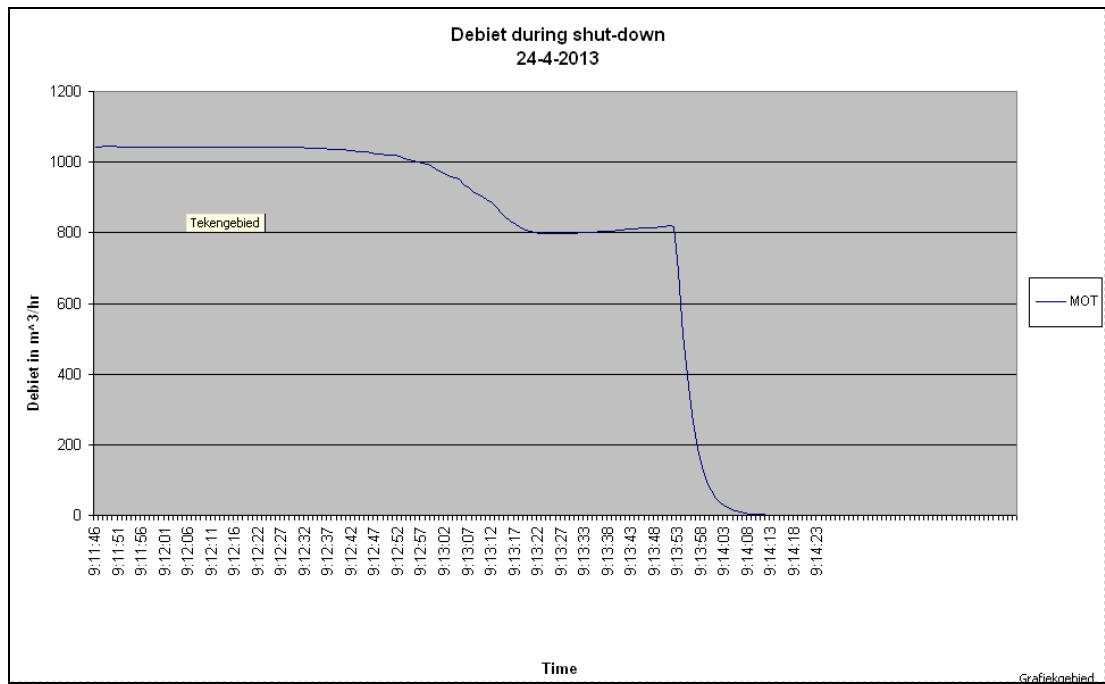
Situatie	Faalfrequentie	Straal plaatsgebonden Risico buisleiding [meters]
	[per km/ jr]	
PR 10^{-6} : Bestaande situatie zonder windmolen	$1,5 \times 10^{-4}$	28,5
PR 10^{-6} : Situatie met windmolen(s)	$7,0 \times 10^{-4}$	31,5

Vanwege domino-effect neemt de faalfrequentie met een factor 4,7 toe en de plaatsgebonden risico ter plaatse met 3 meter.

Bijlage 4: Vervallen

Bijlage 5: Onderbouwing afslagtijd

In onderstaande figuur is een plot weergegeven van het debiet van een werkelijke shutdown van de crudepompen op MOT. Daarbij blijkt het debiet van de pomp binnen 3 minuten tot 0 m³/uur te zijn gereduceerd.



Bijlage 6: PR-contour volgens Niveau 1 en Niveau 2 Methodiek

Uitleg methodiek

In het kort komt de methodiek zoals gepresenteerd in het Handleiding Risicoberekeningen Bevb zoals van kracht geworden op 1 juli 2014 op het volgende neer:

- De Niveau1-benadering maakt gebruik van de in de oude Bevb/Revb besproken methodiek en de aldaar genoemde faalkansen. Deze methodiek is ook in dit voorliggende rapport gehanteerd. De resultaten zijn gepresenteerd in hoofdstuk 4.
- De Niveau2-benadering maakt gebruik van een meer gedetailleerde analyse van de database waaruit de faalkansen zijn afgeleid. Wanneer voldaan wordt aan een aantal 'stand van de techniek' uitgangspunten is het toegestaan een Niveau 2 benadering te volgen waarin lagere faalkansen van buisleidingen van toepassing zijn. Deze methodiek is in deze bijlage uitgewerkt gehanteerd.
- Daarnaast is een aantal risicobeperkende maatregelen voorgesteld met faalkans reductiefactoren waarvan is afgesproken dat die mogen worden toegepast op de Niveau 1 en Niveau 2 gespecificeerde faalkansen. Dit betekent een verdere reductie van de faalkansen in voorkomende gevallen. Deze methodiek is in deze bijlage uitwerkt.

In Revb/Handleiding risicoberekeningen Bevb is als scope gedefinieerd (dat wil zeggen: welke leidingen wel onder voorgestelde benadering vallen en welke niet):

- Wel onder deze methodiek vallen alle begraven leidingen met aardolie producten met een K1/K2/K3-aanduiding.
- Niet onder deze methodiek vallen bovengrondse leidingen en leidingen aangeduid met 'hot lines' (dat wil zeggen leidingen met zware crude, bitumen, lubricants, was en dergelijke welke veelal met een temperatuur boven de 100 °C worden vervoerd).

In het voorliggende rapport wordt gebruik gemaakt van crude, onverwarmd of andere onverwarmde vloeibare aardolie producten: dit betekent dat de behandelde pijpleidingen in principe onder de scope vallen.

Tabel B6.1 Faalfrequenties behorend bij niveau 1

Faaloorzaak	Faalfrequentie	Aandeel (%)
Beschadiging door derden	$7,19 \times 10^{-5}$	47,9
Mechanisch	$3,23 \times 10^{-5}$	21,5
Inwendige corrosie	$5,71 \times 10^{-6}$	3,8
Uitwendige corrosie	$1,72 \times 10^{-5}$	11,5
Natuurlijke oorzaken	$9,15 \times 10^{-6}$	6,1
Operationeel/overig	$1,38 \times 10^{-5}$	9,2
Totaal	$1,50 \times 10^{-4}$	100

Tabel B6.2 Faalfrequenties behorend bij niveau 2

Faaloorzaak	Faalfrequentie (km ⁻¹ jaar ⁻¹)	Aandeel (%)
Beschadiging door derden	$17,7 \times 10^{-6}$	47,9
Mechanisch	$7,96 \times 10^{-6}$	21,5
Inwendige corrosie	$1,41 \times 10^{-6}$	3,8
Uitwendige corrosie	$4,25 \times 10^{-6}$	11,5
Natuurlijke oorzaken	$2,26 \times 10^{-6}$	6,1
Operationeel/overig	$3,40 \times 10^{-6}$	9,2
Totaal	$3,70 \times 10^{-5}$	100

Opgemerkt wordt dat voor Niveau 1 de verzamel faalfrequentie breuk $1,5 \times 10^{-4}$ bedraagt, voor Niveau 2 bedraagt deze $0,37 \times 10^{-4}$: grof gezegd een factor 5 lager.

Met betrekking tot de Niveau2-tabel kunnen de volgende opmerkingen worden gemaakt:

1. Voor Niveau 2 (en Niveau 1) moet een correctie op de faalkans voor beschadiging door derden worden gemaakt wanneer de diepteligging van de leiding geen 0,84 m bedraagt (dit is de referentie diepteligging). De formule daarvoor is:
$$\text{Correctie Factor} = \exp[-2.4 \cdot (z1 - z0)]$$

Waarbij:-
z1 = referentiediepte van 0,84 m
z0 = werkelijke diepteligging
2. Het mogen toepassen van de Niveau2-frequenties is als eerste afhankelijk van het hebben van een effectief veiligheidsbeheerssysteem, conform artikel 4, lid 1, van het besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb). Indien dit niet aanwezig is, mogen de Niveau 2 frequenties niet worden gebruikt.
3. Daarnaast zijn er aanvullend per faalmechanisme extra 'stand der techniek' voorwaarden van toepassing om Niveau 2 te mogen gebruiken: indien aan deze voorwaarde is voldaan mag de bij dit faalmechanisme genoemde faalkans worden gebruikt. Indien niet aan deze voorwaarde is voldaan moet de Niveau 1 kans van dat specifieke faalscenario worden gebruikt. Uiteindelijk leidt dit tot een optelling van mogelijk Niveau 1 en Niveau 2 faalscenario frequenties die dient te worden gebruikt in de QRA.
4. Aanvullende maatregelen (mitigerende maatregelen) zijn vervolgens toepasbaar op de geselecteerde Niveau1-/Niveau2-faalkansen.

In de hieronder gepresenteerde tabel staat aangegeven welke eisen er worden gesteld om Niveau2-kansen te mogen gebruiken:

Tabel B6.3 Voorwaarden voor het toepassen van faalfrequenties behorend bij niveau 2

Faaloorzaken	Faalfreq. niveau 1 [1/km.j]	Voorwaarde voor toepassen Niveau 2	Faalfreq. niveau 2 [1/km.j]
Algemeen		Effectief VBS	
Beschadiging door derden	71,9 x 10 ⁻⁶	- Bovengrondse markeringen - Periodieke communicatie met grondeigenaren - Klick Wion systeem met actief rappel	17,7 x 10 ⁻⁶
Mechanisch	32,3 x 10 ⁻⁶	- Leiding van voor 1980: mechanical assesment - Leiding van na 1980: geen maatregel nodig	7,96 x 10 ⁻⁶
Inwendige corrosie	5,71 x 10 ⁻⁶	Corrosiemanagement systeem met: - Bepaling product corrosiviteit - Ontwerpmaatregelen agv product corrosiviteit - Monitoringsprogramma	1,41 x 10 ⁻⁶
Uitwendige corrosie	17,2 x 10 ⁻⁶	Toepassen coating en kathodisch bescherming inclusief monitoring bescherming en coating	4,25 x 10 ⁻⁶
Natuurlijke oorzaken	9,15 x 10 ⁻⁶	Constructief ontwerp in relatie tot zettingen en spanningen is bekend, gedocumenteerd met maatregelen	2,26 x 10 ⁻⁶
Operationeel en overige faaloorzaken	13,8 x 10 ⁻⁶	- Werkgebied, druk, temp, tripsetting gespecificeerd - Geautomatiseerde proces bewaking en proces veiligheden - Monitoring relevante DCS- of SCADA data om binnen werkgebied te blijven - Ander werkgebied alleen mogelijk na MOC procedures.	3.4 x 10 ⁻⁶
Totaal	150 x 10⁻⁶		37 x 10⁻⁶

Opdrachtgever heeft aangegeven in onderstaande tabel aan welke voorwaarden wel en aan welke voorwaarden niet is voldaan (en dus welke niveau 1 en niveau 2 kansen gebruikt mogen worden):

Tabel B6.4 Selectie Niveau1- en Niveau2-faalkans voor de crudeleiding

Faaloorzaak	Voldaan aan vereiste ?	Niveau van toepassing	Geselecteerde faalfrequentie [1/km.j]
Algemeen	Ja	algemeen vereiste	
Beschadiging door derden	Ja	Niveau 2	17,7 x 10 ⁻⁶
Mechanisch	Nee	Niveau 1	32,3 x 10 ⁻⁶
Inwendige corrosie	Nee	Niveau 1	5,71 x 10 ⁻⁶
Uitwendige corrosie	Ja	Niveau 2	4,25 x 10 ⁻⁶
Natuurlijke oorzaken	Nee	Niveau 1	9,15 x 10 ⁻⁶
Operationeel/overig	Ja	Niveau 2	3,40 x 10 ⁻⁶
Totaal			72,5 x 10⁻⁶

In de hieronder getoonde tabellen zijn de reductiefactoren opgesomd welke toegepast mogen worden op de Niveau 1 of Niveau 2 of een combinatie van beide faalfrequenties.

Maatregelen ter voorkoming beschadiging door derden

Cluster 1 – Actief rappel

Geen maatregel uit cluster 1 of buisleiding die voldoet aan stand-der-techniek-voorwaarden (zie paragraaf 3.2).	factor: 1
Actief rappel	factor: 1,2

TOPN-pijpleiding: in cluster 1 zijn geen maatregelen van toepassing / stand der techniek.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 2 – Afdekking met beschermend materiaal

Dit betreffen maatregelen waarbij er een ondergrondse afdekking plaatsvindt van de te beschermen leiding.

Geen maatregel uit cluster 2	factor: 1
Waarschuwingsslint	factor: 1,67
Beschermplaten	factor: 5
Waarschuwingsslint + beschermplaten	factor: 30

TOPN-pijpleiding: in cluster 2 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 3 – Beheermaatregelen

Beheermaatregelen betreffen beperkingen aan of uitsluiting van graafwerkzaamheden door middel van een beheerovereenkomst met de grondeigenaar.
De beheerovereenkomst bevat één van de volgende beperkingen:

Geen maatregel uit cluster 3	factor: 1
Vergaande restricties	factor: 100
Graven/boren verboden	factor: 10
Beperkte restricties	factor: 1,6

TOPN-pijpleiding: in cluster 3 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 4 – Fysieke barrières op maaiveld

Dit betreffen maatregelen die ertoe dienen dat het bij graafwerkzaamheden duidelijk is dat de werkzaamheden niet mogen worden uitgevoerd.

Geen maatregel uit cluster 4	factor: 1
Hekwerk	factor: ∞
Dijklichaam	factor: 10
Barrière op het maaiveld	factor: 8

TOPN-pijpleiding: in cluster 4 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 5 – Overige maatregelen

Voor de maatregelen in cluster 5 geldt een afhankelijkheid van cluster 1. Voor cluster 5 kan één maatregel worden geselecteerd.

Geen maatregel uit cluster 5	factor: 1
<i>Indien geen maatregel uit cluster 1</i>	
Strikte begeleiding werkzaamheden	factor: 3
Cameratoezicht	factor: 2,6
<i>Bij toepassing van actief rappel uit cluster 1</i>	
Strikte begeleiding werkzaamheden	factor: 2,5
Cameratoezicht	factor: 2,4

Voor buisleidingen die voldoen aan de stand der techniek voorwaarden, moeten de factoren voor cluster 5 worden gebaseerd op de factoren genoemd bij 'Bij toepassing van actief rappel uit cluster 1'.

TOPN-pijpleiding: in cluster 5 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 6 - Extra gronddekking

In Tabel B6.5 wordt een overzicht gegeven van de reductiefactor per 10 cm extra gronddekking:

Tabel B6.5 Reductiefactor als functie van de extra gronddekking

Extra gronddekking (m)	Reductiefactor
0,1	1,3
0,2	1,6
0,3	2,1
0,4	2,6
0,5	3,3
0,6	4,2
0,7	5,4
0,8	6,8
0,9	8,7
1,0	11,0

TOPN-pijpleiding: in cluster 6 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Cluster 7 - Wanddikte

Wanddikte exclusief corrosietoeslag is minimaal 15 mm	factor 10
---	-----------

TOPN-pijpleiding: in cluster 7 zijn geen maatregelen van toepassing.
Geselecteerde factor: 1.

Extra maatregel:

De diepteligging wordt verdisconteerd in de faaloorzaak 'Beschadiging door derden' [2,4] De gecorrigeerde faalfrequentie is:

$$\text{Faalfrequentie}_{\text{beschadiging door derden, gecorrigeerd}} = \frac{\text{Faalfrequentie}_{\text{beschadiging door derden}}}{\text{factor}} \quad (2)$$

$$\text{factor} = e^{-2,4 \times (0,84 - z)} \quad (3)$$

waarbij:

z = diepteligging (m).

TOPN-pijpleiding: deze maatregelen leidt tot een factor 1,47 (werkelijke diepte is steeds 1 m).

Maatregelen ter voorkoming van mechanisch falen

Het verlagen van de maximaal toegestane operationele druk tot een niveau waarbij de operational stress beneden 30% SMYS (Specified Minimum Yield Stress) komt.	factor 10
Uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defectanalyse en indien benodigd reparatie.	factor 10

TOPN-pijpleiding: hier is een factor 10 van toepassing: vanwege het uitvoeren van passende High-Resolution metal loss In Line Inspectie/defecten analyse en zo nodig reparatie.

Maatregelen ter voorkoming van inwendige corrosie

Het te transporteren medium is inherent aantoonbaar volledig niet-corrosief ten opzichte van het materiaal van de buisleiding (en vice versa).	factor ∞
Het te transporteren medium is afdoende niet corrosief gemaakt ten opzichte van het materiaal van de buisleiding, maar voorzorgsmaatregelen en bewaking/ beveiligingen zijn noodzakelijk. Deze kunnen mogelijkwerijs falen	factor 10
Uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defectanalyse en indien benodigd reparatie	factor 10

TOPN-pijpleiding: hier is een factor 10 van toepassing: vanwege het uitvoeren van passende High-Resolution metal loss In Line Inspectie/defecten analyse en zo nodig reparatie.

Maatregelen ter voorkoming van uitwendige corrosie

Het buismateriaal is inherent volledig niet-corrosief ten opzichte van de omgeving	factor ∞
Uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defectanalyse en indien benodigd reparatie	factor 10

TOPN-pijpleiding: hier is een factor 10 van toepassing: vanwege het uitvoeren van passende High-Resolution metal loss In Line Inspectie/defecten analyse en zo nodig reparatie.

Maatregelen ter voorkoming van natuurlijke oorzaken

Ontoelaatbare zettingen c.q. spanningen kunnen door middel van een evaluatie redelijkerwijs vergaand worden uitgesloten	factor 10
Natuurlijke oorzaken kunnen worden uitgesloten	factor 100

TOPN-pijpleiding: hier zijn geen maatregelen van toepassing. Geselecteerde factor: 1.

Maatregelen ter voorkoming van operationele en overige oorzaken

Overdruk beveiligingssysteem op basis van de van toepassing zijnde Safety Integrity Level (SIL).

Toegepaste SIL = Berekende SIL +1	factor 10
Toegepaste SIL = Berekende SIL +2	factor 100

TOPN-pijpleiding: hier zijn geen maatregelen van toepassing.

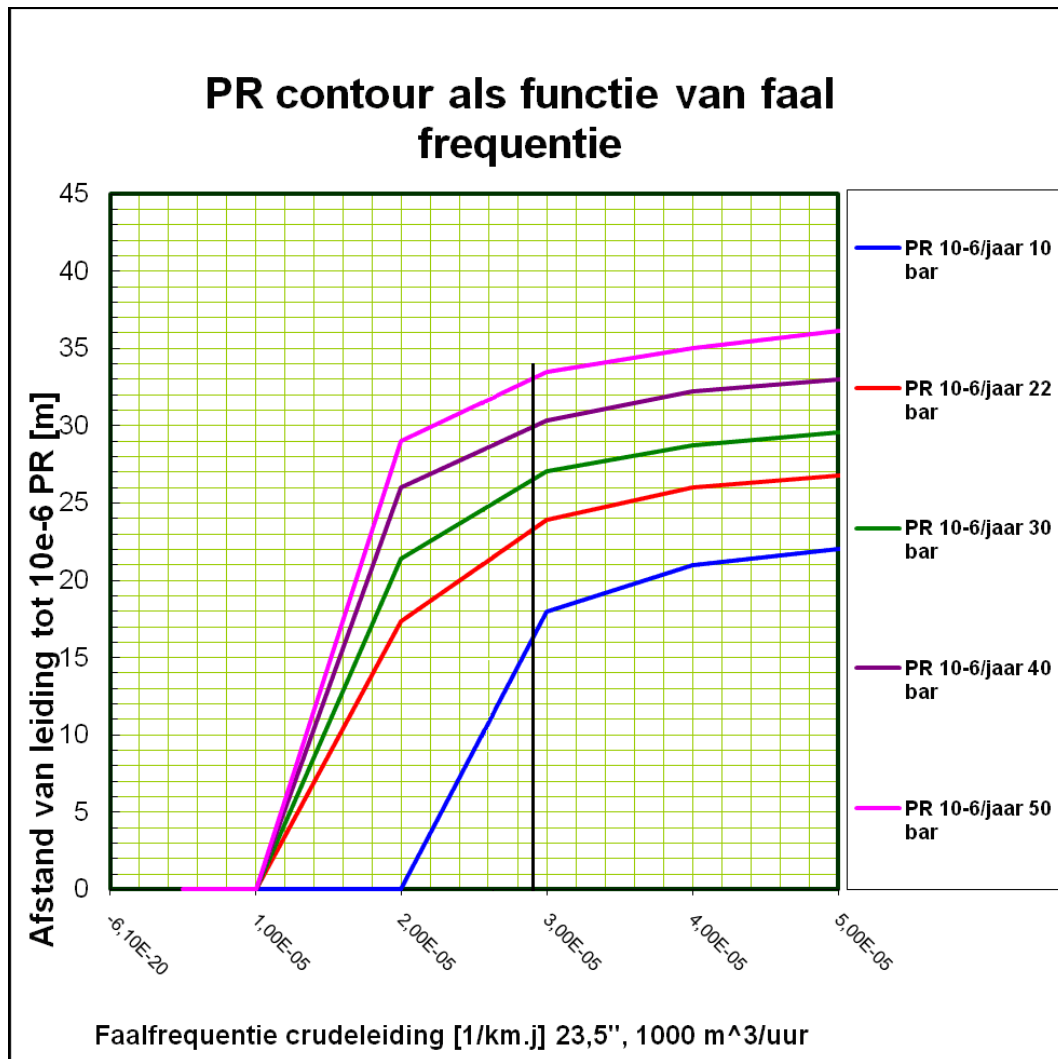
RESUMÉ

Bovenstaande gegevens leiden tot de volgende tabel met faalkansen volgens Niveau 1 en Niveau 2 en reductiefactoren:

Faalmechanisme Breuk	NIVEAU 1	NIVEAU 2	Factor	Totaal
Beschadiging door derden		$1,77 \times 10^{-5}$	1,47	$1,21 \times 10^{-5}$
Mechanisch	$3,23 \times 10^{-5}$		10	$3,23 \times 10^{-6}$
Interne Corrosie	$5,71 \times 10^{-6}$		10	$5,71 \times 10^{-7}$
Externe Corrosie		$4,25 \times 10^{-6}$	10	$4,25 \times 10^{-7}$
Natuurlijke oorzaken	$9,15 \times 10^{-6}$		1	$9,15 \times 10^{-6}$
Other/Operational		$3,4 \times 10^{-6}$	1	$3,4 \times 10^{-6}$
Totaal Niveau 1 + Niveau 2				$2,88 \times 10^{-5}$

Belangrijk in deze tabel is de rood afgedrukte faalkans: $2,88 \times 10^{-5}/\text{km.j.}$

In de grafiek van sectie 4.2 kan worden afgelezen dat de $PR 10^{-6} \text{ jr}^{-1}$ -contour bij een faalfrequentie $2,88 \times 10^{-5}/\text{km.j}$ nog slechts weinig in omvang afneemt en in dit geval bedraagt: 30,0 m (bij 40 bar).



Figuur B6.5 Afstand PR-contour als functie van de faalfrequentie