

4 De voorgenen activiteit (VA)

4.1 Algemene beschrijving van het voorgenen initiatief

De voorgenen activiteit van Gate terminal b.v., betreft het oprichten en in bedrijf nemen van een LNG-terminal op de Maasvlakte in het Rotterdamse havengebied. Het betreft:

- een havenbassin voor het lossen van LNG in de Papegaaiebek;
- een pijpleiding voor de overslag van LNG langs het MOT-terrein;
- een terminalterrein ten zuiden van de MOT voor de opslag en verdamping van LNG;
- een pijpleiding voor de aansluiting op het gastransportnet van GTS.

In § 2.5.3 van dit MER is nader ingegaan op het optimalisatieproces dat aan de keuze van het terminalterrein ten grondslag heeft gelegen. Aangegeven is dat het terrein ten westen van de MOT, dat nog als optie in de startnotitie was meegenomen, niet meer in de beschouwingen wordt betrokken. Hiervoor zijn dan ook geen varianten gedefinieerd.

De beoogde locatie van de LNG-terminal en de bijbehorende LNG-haven zijn goed zichtbaar op de volgende foto (figuur 4.1). In bijlage 5 zijn plotplannen opgenomen van de ligging van de inrichting en de beoogde terreinindeling. Binnen het aangeduide gebied zijn in het kader van de detailengineering nog detailaanpassingen mogelijk.



Figuur 4.1: Luchtfoto met daarop de MOT. De locaties van de LNG-terminal zijn links (terminalterrein) en onder (havenbassin) van de MOT gelegen [bron: 21].

4.1.1 Het havenbassin voor de LNG-overslag

In de Papegaaiebek is op de voor het havenbassin beoogde locatie in het verleden baggerspecie opgeslagen. HbR en RWS zijn inmiddels begonnen dit depot te ontmantelen, eventueel gevolgd door bodemsanering. In § 2.4.1 is aangegeven dat dit los staat van eventuele initiatieven. De ontmanteling is volgens de huidige planning voor eind 2006 gereed. Om het gebied in de toekomst tot havengebied voor LNG te kunnen ontwikkelen, dient eventuele sanering voor eind 2007 gereed te zijn.

De huidige plannen voor de aanleg van het havenbassin voor LNG-schepen voorzien in het uitbaggeren van een circa 1,5 kilometer lange doorsteek door de Papegaaiebek. De oriëntatie van het bassin is zoveel mogelijk afgestemd op korte en eenvoudige manoeuvres voor LNG-schepen in de Rotterdamse haven om daarmee de veiligheid te waarborgen en minimale overlast te geven voor de overige scheepvaart.

Aan de noordoostkant van het nieuw te baggeren kanaal blijft een gedeelte van de Papegaaiebek in de vorm van het zogenaamd 'Papegaaiebek-eiland' gehandhaafd om een effectieve scheiding te bewerkstelligen tussen de afgemeerde LNG-schepen en de overige scheepvaart, en daarmee aanvaringsrisico's voor het afgemeerde LNG-schip nagenoeg uit te sluiten. Mogelijk gaan hier in overleg met HbR nog landschappelijke aanpassingen plaatsvinden; bijvoorbeeld visuele afscherming met een duin.

Groeimogelijkheden tot 'Qatar-max'

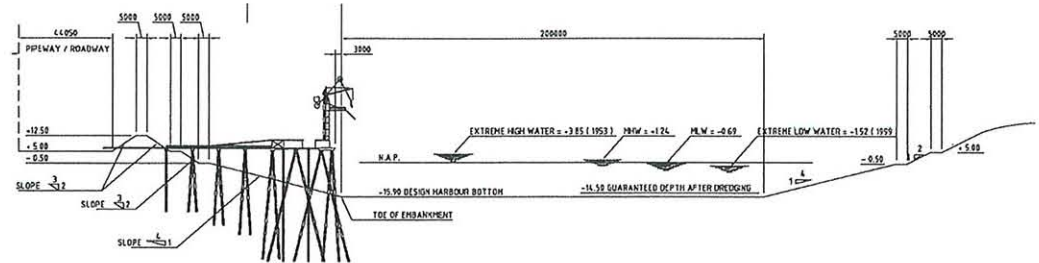
De beoogde capaciteit van de LNG-terminal (16 BCM) brengt op termijn ongeveer 180 verschepingen per jaar met zich mee. Om die te faciliteren moeten er in het havenbassin uiteindelijk twee LNG-steigers komen.

Deze steigers worden zo ontworpen dat alle in de vaart zijnde LNG-schepen kunnen aanlanden. Het overgrote deel van deze schepen heeft een capaciteit van 65.000 tot 154.000 m³. Daarnaast wordt rekening gehouden met de ontwikkeling van in aanbouw zijnde en geplande nieuwe (grotere) LNG-schepen. De steigers worden nu reeds volledig ingericht voor de nu in aanbouw zijnde schepen van het type 'Qatar-flex', met een capaciteit van circa 215.000 m³, maar ook het in ontwikkeling zijnde type 'Qatar-max' (capaciteit tot ongeveer 275.000 m³) moet op de langere termijn zonder grootschalige aanpassingen bij Gate terminal kunnen aanlanden. Tabel 4.1 geeft een impressie van de grootte van genoemde LNG-schepen [bijlage 8, lit.:22, p. 6]. Om deze reden houdt Gate terminal in de plannen rekening met LNG-schepen van een lengte tot 350 meter en een diepgang van circa 12,5 meter.

	Eenheid	LNG Med.	LNG	Q-flex	Q-max
Nominale opslagcapaciteit	[m ³]	75.000	145.000	217.000	267.000
Scheepstype		Membraan	Sferisch	Membraan	Membraan
Scheepslengte (overall)	[m]	220	290	315	345
Grootste breedte	[m]	35	49	50	55
Ontwerp diepgang	[m]	9,75	11,4	12,0	12,0
Waterverplaatsing (geladen)	[ton]	50.000	105.000	149.000	177.000

Tabel 4.1: Overzicht van de grootte van LNG-schepen.

Bij het ontwikkelen van het havenbassin wordt dan ook uitgegaan van een onderwaterbodem op een diepte van NAP -15,9 meter, met een door HbR gegarandeerde waterdiepte gelegen op NAP -14,5 meter (figuur 4.2). Het maaiveld is gelegen op circa 5 m boven NAP, zodat er een verschil komt tussen de walkant en de bodem van het havenbassin van circa 20-21 meter.



Figuur 4.2: Doorsnede van de te graven LNG-haven, met daarop geprojecteerd de diepteligging van het havenbassin [Lit.: 22, p. 5].

De diepte van het havenbassin is zodanig gedefinieerd dat de haven, qua diepgang, goed toegankelijk is voor de LNG-schepen. Voor grote geladen olietankers en bulkcarriers heeft de haven echter onvoldoende diepgang, zodat een natuurlijke veiligheidsbarrière wordt gecreëerd waar het gaat om de nautische veiligheid in het havenbassin. Aanvaringen in het havenbassin, waarbij LNG ladingtanks zullen lek raken, zijn niet aannemelijk omdat de aanvaringshoek daarvoor te klein is. Het aanvarende schip zal slechts de huid van het LNG-schip beschadigen. Bovendien zullen de grotere zeeschepen in de bodem vastlopen voordat de in de haven afgemeerde LNG-schepen bereikt kunnen worden.

4.1.2 Het aanlanden (en aflanden) van LNG-schepen

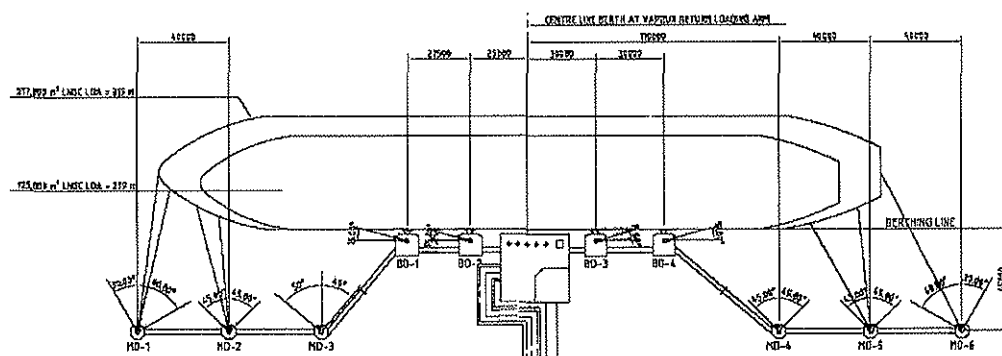
De LNG-handel baseert zich op veelal langjarige contracten met regelmatige bezoeken door een beperkt aantal schepen. Ieder LNG-schip dat zich voor de eerste maal bij een LNG-terminal aandient, is weken van te voren gecheckt op compatibiliteit met de terminal en geldigheid van zijn inspectie- c.q. classificatiedocumenten. Hierbij worden vooraf ook de specifieke instructies voor doorvaart, afmeren en losoperaties in de Rotterdamse havengebied doorgenomen met het scheepvaartbedrijf.

Veiligheid staat in elke fase voorop

Voordat een LNG-schip begint met lossen, wordt een uitgebreide veiligheidschecklist afgewerkt en worden communicatiemiddelen getest om mogelijk ongewenste voorvallen uit te sluiten. De scheepsverkeersleiding van de Havenmeester ('Vessel Traffic Management (VTM)') bepaalt de exacte planning van de vaart met LNG-schepen in de Rotterdamse haven. Dit waarborgt de met HbR vast te stellen veiligheidsafstanden en vaarregels tijdens passages in het Rotterdamse havengebied.

Aanlanding vindt plaats aan vaste steigerconstructies die standaard zijn voor de meeste olie- en gasterminals. Deze constructies hebben centraal een betonnen dek dat is gefundeerd op fundatiepalen. In het verlengde van de waterkant bevinden zich afzonderlijke dukdalven en meerstoelen om de schepen af te meren.

Op het centrale dek staat een set losarmen met standaardbeveiligingen tegen mechanische beschadiging en er zijn automatische afsluiters die bij eventuele incidenten de vloeistofstroom automatisch stoppen. De afzonderlijke componenten op de steigers en de combinaties daarvan worden wereldwijd al meer dan 20 jaar naar tevredenheid gebruikt voor de overslag van LNG.



Er zal in hoofdzaak sprake zijn van aanlanding van volle LNG-schepen. Daarnaast zal er zo nu en dan een LNG-schip worden afgemeerd dat moet worden afgekoeld en voorzien van een bepaalde hoeveelheid LNG. Daarbij is dus geen sprake van aanlanding maar van een beperkte vorm van laden. Export van LNG in minicoasters - voor lokale distributie van LNG naar bijvoorbeeld Scandinavië - is vooralsnog niet aan de orde en wordt niet meegenomen in de (met name) veiligheidsstudies in het MER.

Van pre-cooling is sprake wanneer een leeg LNG-schip met zijn tanks nog op omgevingstemperatuur voor de eerste maal wordt gevuld met LNG. Voor de Rotterdamse situatie zal het dan met name gaan om een schip dat elders in reparatie of onderhoud is geweest. Na deze reparatie en/of onderhoud heeft het geen LNG en koude tanks aan boord; ook niet voor de eigen voorstuwing. Het schip komt met behulp van sleepboten aan en is wat havenafhandeling betreft vergelijkbaar met andere 'normale' vrachtschepen (zonder gevaarlijke stoffen aan boord). Na het pre-coolen verlaat het schip het havenbassin. Het schip is dan volledig gelijk te stellen aan een LNG-schip dat LNG bij de terminal heeft gelost.

Het pre-coolen gebeurt als volgt: in eerste instantie wordt de ruimte in de scheepstank zuurstofvrij gemaakt door er een inert gas in te pompen. In het algemeen wordt hier stikstof (N_2) voor gebruikt. Het mengsel van lucht en stikstof wordt via pressure controle valves afgeblazen en via een op het schip gemonteerde mast (vent stack) afgeblazen. Vervolgens wordt deze stikstofvulling geleidelijk vervangen door geringe hoeveelheden LNG in de tanks te sproeien, waarbij het verdampte aardgas en de stikstof zich vermengen. Dit aardgas- en stikstofmengsel wordt via de geïnstalleerde standaard dampretourleiding afgevoerd naar de BOG-header van de terminal om emissie van aardgas naar de atmosfeer als gevolg van pre-cooling te voorkomen. Wanneer de tanks helemaal gevuld zijn met aardgas en zijn afgekoeld, worden de scheepstanks gevuld met de minimaal benodigde hoeveelheid LNG voor het in gekoelde toestand houden van de scheepstanks gedurende de reis naar het beoogde LNG-laadstation in een van de LNG-leverende landen. Tevens is deze hoeveelheid LNG bedoeld om als brandstof voor de aandrijving van de boilers of gasturbines van de LNG-schepen te dienen.

Tijdens de reis verdampt een deel van de LNG in de scheepstanks. Om deze damp nuttig aan te wenden wordt deze damp afgevangen en gekanaliseerd en bijna altijd gebruikt voor de eigen scheepsvorstuwing. Vrijwel alle LNG-schepen zijn uitgerust met gasgestookte voortstuwing (boilers of gasmotoren). Er wordt derhalve bijna geen gebruik gemaakt van stookolie voor de voortstuwing. Het is economisch niet interessant om de BOG tijdens de reis voor de huidige generatie schepen weer vloeibaar te maken en daarom wordt het BOG als brandstof ingezet. Bij pre-cooling wordt dan ook een hoeveelheid LNG ingenomen die nodig is voor de eigen voortstuwing van het LNG-schip.

4.1.3 Ontwerp LNG terminal en opslagtanks

Uitgangspunt: gegarandeerde levering

Het ontwerp van de LNG-terminal wordt gebaseerd op de NEN-EN 1473:1997, en op de aangepaste ontwerpnorm van 2005 prEN 1473:2005. De onderlinge afstanden zullen worden berekend op basis van de hittebelastingsniveaus ('heat radiation flux') en de gasverspreidingszones. De toegestane blootstellingsniveaus zijn gespecificeerd in Annex A van de prEN 1473:2005. De veiligheidszones tussen LNG-tanks, proceseenheden, etc. zullen minimaal voldoen aan de eisen om aan de voorgeschreven drempelwaarden te kunnen voldoen.

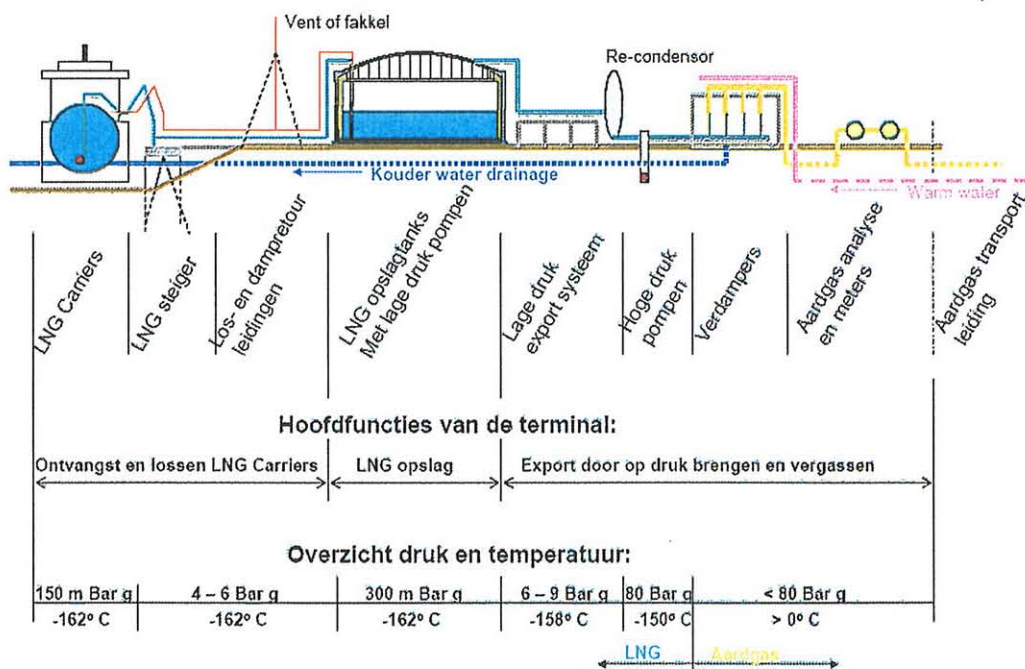
Voor het ontwerp van de ter plaatse te bouwen LNG-opslagtanks wordt volledig aangesloten bij de norm NEN-EN 14620:2003 (zie § 3.2).

De filosofie achter het ontwerp van de LNG-terminal is dat deze volledig moet kunnen functioneren als 'base load facility'. Dit wil zeggen dat er vanuit de terminal een continue, ongestoorde uitzending ('send out') van aardgas moet zijn naar het Nederlandse hoofdtransportnet; er moet derhalve sprake zijn van gegarandeerde levering! De terminal wordt zo ontworpen dat er onder normale operationele bedrijfsomstandigheden geen emissie van aardgas of het affakkelen van aardgas zal plaatsvinden.

Er zijn vier hoofdfuncties te onderscheiden waaraan de terminal moet voldoen:

- Het veilig aanmeren en ontvangen van LNG-schepen op 24-uurs basis;
- De cryogene opslag van LNG bij -162°C en atmosferische druk, teneinde een buffer te creëren tussen de discontinue aanvoer van LNG per schip en de continue uitzending van aardgas naar het net;
- Het leidingenstelsel tussen de aanlegsteigers en de opslagtanks laat het transport van LNG in twee richtingen toe; pre-cooling kan hierdoor worden uitgevoerd en ook kan eventueel op langere termijn LNG vanuit de opslagtanks worden geëxporteerd via (kleinere) LNG-coasters;
- LNG dient voorafgaand aan uitzending in druk te worden verhoogd tot de gemiddeld ongeveer 70 bar druk van het hoofdaardgasnet (maximale systeemdruk: 80 bar). Vervolgens vindt verdamping plaats tot aardgas op basis van volcontinu bedrijf 24 uur per etmaal, 365 dagen per jaar. Daarbij kan een geringe hoeveelheid stikstof worden toegevoegd om de kwaliteit van het aardgas in balans te brengen met het aardgas in het Nederlandse hoofdtransportnet.

De hoofdcomponenten en -functies van de terminal zijn in figuur 4.4 nog eens schematische weergegeven. Voor een voorlopig processchema wordt verwezen naar bijlage 7 (PFD: Proces Flow Diagram). De uitvoering van de aanlegsteiger, transportleidingen, opslagtanks, verdampingssysteem, uitzending en brandbestrijdingssysteem wordt in § 4.2 nader beschreven.



Figuur 4.4: Hoofdcomponenten en -functies van de LNG-terminal.

In de wereld van LNG is in de afgelopen decennia schaalvergroting opgetreden, waarbij ook de capaciteit van de opslagtanks geleidelijk is toegenomen; inmiddels zijn bruto opslagcapaciteiten bereikt van 160.000 tot 200.000 m³ per tank. Deze schaalvergroting kon alleen plaatsvinden door de ervaringen die in de afgelopen dertig jaar zijn opgedaan en die geleid hebben tot ontwerpen in de vorm van zogenaamde 'full containment tanks'. Deze tanks bestaan uit een hoogwaardig nikkelstalen binnentank, een isolatielaag en een buitenschil van voorgespannen gewapend beton. Om in geval van lekkage van de binnentank geen ontoelaatbare krimpspanningen te krijgen tussen de bodemplaat en de buitenwanden van beton, is een tweede tussenschil van staal over de bodem en gedeeltelijk opgaand langs de wanden aangebracht. Mocht de stalen binnentank gaan lekken dan voorkomt deze schil dat er grote temperatuurverschillen ontstaan tussen de bodemplaat en de wanden van de tank. Deze wanden kunnen tot -162 °C afkoelen zonder dat de bodemplaat tot het zelfde niveau wordt afgekoeld. Daarmee is het ontwerp van de full containment tank intrinsiek veilig. Gezien de beoogde ontwerpcapaciteit van 16 BCM, is gekozen voor vier opslagtanks elk met een bruto opslagcapaciteit van ongeveer 200.000 m³ (met een effectief bruikbaar volume van 180.000 m³). Daarmee kan een ongestoorde levering/uitzending op jaarbasis plaatsvinden.

Optimale preventie

De opvangvoorzieningen in geval van lekkage van LNG zijn primair gericht op het binnen boord houden van LNG, dus het voorkomen van verspreiding. Lekkages worden in een vroeg stadium gedetecteerd en via geïnstalleerde noodvoorzieningen, in de vorm van ESD-kleppen (emergency shut down valves), geïsoleerd. Vervolgens kan het LNG gecontroleerd verdampen en ontwijkt het vrijgekomen LNG als aardgas naar de atmosfeer.

Om verspreiding van LNG tegen te gaan liggen de transportleidingen naar en op het terminalterrein grotendeels in een cunet, waarin het volledige leidingvolume kan worden opgevangen. In het cunet wordt compartimentering aangebracht, zodat maximaal de inhoud van een inloksegment op een relatief klein oppervlak wordt geborgen en daarmee de verdampingsnelheid wordt beperkt.

Rondom de opslagtanks komt een intern weggennet, dat circa 0,3 meter hoger is dan de aanleghoogte van het terrein direct rond de opslagtanks.

Om het wegdrijven van koude (en dus zware) aardgaswolken direct na een LNG-spil naar naastgelegen inrichtingen te verhinderen, wordt tussen de MOT en de Gate terminal een watergordijn aangebracht, indien dat noodzakelijk mocht blijken. Daarmee wordt verspreiding van zwaar aardgas in genoemde richting voorkomen. Door de energie in het relatief warme water stijgt de temperatuur van het aardgas snel boven -107 °C. Eenmaal boven een temperatuur van -107 °C wordt aardgas lichter dan lucht en stijgt het op (zie ook § 2.2.1). Daarna is het gevaar van verspreiding van brandbare aardgasconcentraties naar de omgeving aanzienlijk afgenomen.

4.1.4 Fasering

De terminal wordt in eerste instantie uitgelegd voor 8 tot 12 BCM. Dit houdt in twee aanlandingsteigers, volledige capaciteit van de transportleidingen, en twee of drie opslagtanks. Bij de uitbouw tot de volledige ontwerpcapaciteit van 16 BCM wordt een tweede processinglijn volgebouwd en wordt een vierde (of derde en vierde) opslagtank bijgebouwd. In de kwantitatieve risico analyse (QRA) is met een volledige uitgebouwde terminal gerekend. Bij de beschrijving van de milieugevolgen wordt eveneens van een volledig ontwikkelde terminal (16 BCM) uitgegaan.

De fasering heeft met name gevolgen voor de effecten in de bouwfase. Bij de bouw gedurende een fase is de totale bouwtijd in het algemeen korter dan bij bouwen in meerdere fasen. De effecten als stofuitstoot, lichtvervuiling en verstoring van de omgeving zijn daardoor bij het bouwen in meerdere fasen beperkt groter.

4.1.5 Scheepslogistiek en nautische veiligheid

Vigerend veiligheids- en toelatingsbeleid in Rotterdam

De haven van Rotterdam beschikt over een modern verkeersmanagementsysteem voor de scheepvaart (VTM) en een hoog niveau van nautische dienstverlening (loodsen, sleepdiensten en roeiers). Voorts is het crisismanagement in de haven professioneel georganiseerd en kunnen bij calamiteiten moderne, goed uitgeruste vaartuigen met getrainde bemanningen worden ingezet.

Daarnaast kent Rotterdam een specifiek veiligheids- en toelatingsbeleid voor schepen die door de aard van hun lading gevaar voor de omgeving kunnen opleveren:

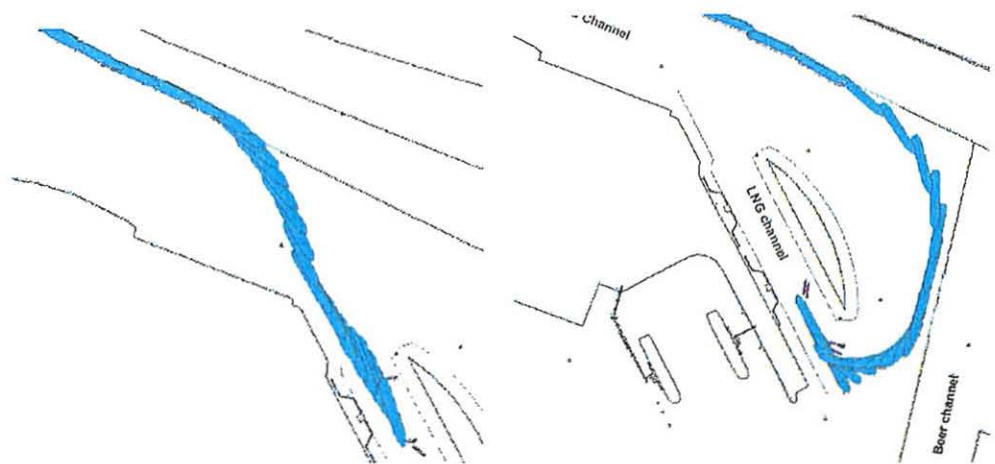
- Schepen die schadelijke/gevaarlijke stoffen in bulk vervoeren zijn te allen tijde loodsplichtig;
- Gevaarlijke stoffen dienen 24 uur voor binnenkomst aan de havenmeester te worden gemeld;
- Afgemeerde schepen met schadelijke/gevaarlijke stoffen zullen, afhankelijk van de gevaarlijke stof door inspecteurs van de Afdeling Gevaarlijke Stoffen van de Dienst Havenmeester Rotterdam (HMR) worden geïnspecteerd;
- Tankers met gevaarlijke stoffen in bulk mogen alleen afmeren in havens waar een specifiek veiligheidsregime (aangeduid met: 'petroleumhavenregime') van kracht is; deze havens liggen 'buiten de stad', ten westen van de Beneluxtunnel;
- Voor bepaalde (ook verpakte) stoffen bestaat een zoneringsregeling;
- Schepen met schadelijke/gevaarlijke stoffen meren met de boeg naar buiten (richting zee) af.

Rotterdam heeft een jarenlange ervaring met de afhandeling van schepen met gevaarlijke stoffen. LNG-schepen zullen echter nieuw zijn voor Rotterdam. Deze schepen kenmerken zich door een relatief geringe diepgang (maximum 12 meter), in combinatie met een groot windvangend oppervlak. LNG-schepen zijn weliswaar grote, volumineuze schepen, maar qua afmetingen niet de allergrootste schepen die Rotterdam (zullen) aandoen.

Brugsimulaties

Ten behoeve van de verdere planvorming in het kader van de voorgenomen activiteit zijn in het najaar van 2005 de eerste brugsimulaties uitgevoerd bij het Maritime Research Institute (MARIN) te Wageningen, in samenwerking met in de Rotterdamse haven werkzame loodsen. Bij deze simulaties was een vertegenwoordiger van de Divisie Havenmeester Rotterdam (HMR) aanwezig.

De simulaties zijn uitgevoerd voor LNG-schepen van 140.000 en 215.000 m³, zodat ook een goed beeld van de toekomstige scheepsgrootte werd verkregen. Er is gesimuleerd met verschillende stromingssnelheden en -richtingen (eb/vloed), windsnelheden en aanvoersnelheden. Uit het simulatieonderzoek [Lit.: 23] is nadrukkelijk gebleken dat het niet de voorkeur heeft om LNG-schepen van de noordzijde de LNG-haven te laten invaren. Hiervoor dient de snelheid uit de carrier gehaald te worden terwijl deze zich nog in de Maasmond bevindt. Hierdoor wordt het overige scheepsverkeer over deze druk bevaren waterweg te veel gehinderd. Uit de simulaties is gebleken dat het de voorkeur heeft een LNG-schip eerst de Papegaaiebek te laten ronden, waarbij de snelheid geleidelijker uit het schip wordt gehaald. Daarna kan het schip gedraaid de LNG-haven insteken.



Figuur 4.5: Brugsimulaties uitgevoerd door MARIN: aankomst via de noordzijde en aankomst na ronding Papegaaiebek.

Veiligheids- en toelatingsbeleid LNG carriers in Rotterdam

De (Rijks)havenmeester Rotterdam zal voorafgaand aan de komst van LNG-schepen het veiligheids- en toelatingsbeleid en de herinrichting van de vaargeulen buiten de havenmond vaststellen. Belangrijk uitgangspunt voor het te ontwikkelen veiligheids- en toelatingsbeleid van LNG-schepen is, dat dit in lijn moet zijn met het vigerende toelatingsbeleid voor schepen met gevaarlijke stoffen. In de onderstaande paragrafen is verwoord hoe de (Rijks)havenmeester momenteel verwacht het beleid in de toekomst vorm te gaan geven [Lit.: 24]. De beoogde veranderingen in het huidige veiligheids- en toelatingsbeleid worden uiteindelijk afgestemd met de Internationale Maritieme Organisatie (IMO) te Londen.

Buitengebied

Mede met het oog op de verwachte vaart van LNG-schepen, waarbij kruisende koersen zoveel mogelijk moeten worden voorkomen, zijn aanpassingen in het buitengebied voorzien. De komst van LNG is echter niet de enige reden voor deze aanpassingen. Andere redenen zijn:

- De aanleg van de Tweede Maasvlakte, waardoor de kustlijn naar het westen opschuift;
- De ingebruikname van een nieuw type loodstender (SWATH), waardoor beloodsing met hogere snelheden zal plaatsvinden en er derhalve meer ruimte nodig is;
- De verbreding van de Maasgeul, opdat semi-geulers elkaar daar kunnen passeren;
- De implementatie van VTM Future, waarbij het zo vroeg mogelijk inplannen van schepen een prominente rol speelt;
- De behoefte aan een helder verkeersbeeld in de havenaanloop.

Fysiek wordt dit vertaald naar aanpassingen c.q. verplaatsingen van het loodsstation, de oversteekplaats voor pleziervaart, de Maasgeul, de verschillende verkeersscheidingstelsels en de VTM sectoren. Met de implementatie van deze maatregelen (voorzien in 2008) wordt voldaan aan het uitgangspunt dat kruisende koersen zo veel mogelijk worden voorkomen.

Binnengebied

In het binnengebied is er voor LNG-schepen sprake van slechts één kruising: de kruising Calandkanaal–Beerkanaal. Bij binnenkomst van een LNG-schip zal het scheepvaartverkeer daar ter plaatse worden gestopt c.q. worden gereguleerd, zoals dat nu ook gebeurt voor (grote) schepen met bestemming Calandkanaal.

(Aanvullende) maatregelen

Aangezien Rotterdam nog geen ervaring heeft met de afhandeling van LNG-schepen en (mede) gelet op de afmetingen en de windgevoeligheid van LNG-schepen worden in dit stadium vooralsnog aanvullende maatregelen op het vigerende veiligheids- en toelatingsbeleid in de Rotterdamse haven voorgesteld. Deze maatregelen liggen zo veel mogelijk in lijn met het huidige, vigerende veiligheids- en toelatingsbeleid:

- Voor de komst van het eerste LNG-schip zullen loodsen aankomst-, vertrek- en noodmanoeuvres trainen op een brugsimulator;
- Een speciale ankerplaats ('LNG carriers only') wordt aangewezen, waarbij wordt opgemerkt dat LNG-schepen normaal gesproken 'gaande zullen worden gehouden' en slechts bij hoge uitzondering voor anker zullen gaan;
- LNG-schepen worden in principe ingepland in de relatief - qua scheepsaanbod - rustige periode tussen middernacht en vier uur 's ochtends (tussen 00.00 uur en 04.00 uur). In deze periode is er geen 'ferry' verkeer. Ook is er 's nachts in het algemeen minder wind;
- Tijgebonden schepen (in verband met diepgang) hebben altijd voorrang boven LNG-schepen;
- De loodsen gaan bij een LNG-schip buitengaats aan boord bij de Euro 7-boei (Eurogeul). Deze boei is gelegen buiten het reguliere (relatief drukke) gebied van beloodsing, waar de beloodsing van semi-geulers (Maasgeul gebonden) schepen plaatsvindt;

- Er zijn altijd twee loodsen aan boord, één voor de navigatie en één voor de communicatie (dit geldt nu alleen voor geulgebonden schepen);
- Een patrouillevaartuig van de HMR escorteert het LNG-schip. De fysieke aanwezigheid van een patrouillevaartuig heeft een signaalfunctie voor de overige scheepvaart. Overigens is het escorteren ('voorvaren') van geulgebonden schepen nu al onderdeel van het reguliere veiligheidsregime van de Havenmeester Rotterdam;
- LNG-schepen worden geassisteerd door in principe vier sleepboten van ten minste 60 ton 'bollard pull' (trekkracht). Deze sleepboten maken ruim voor het invaren van de Maasmond vast;
- Gezien het grote windvangend oppervlak van een LNG-schip worden windbeperkingen opgelegd die gelden bij de binnenkomst van de haven. Windkracht 8 of hoger komt slechts voor gedurende 2,5 % van de tijd [Lit.: 23];
- LNG-schepen mogen niet binnenlopen of vertrekken bij slecht zicht (mist). In eerste instantie zal het zicht in het binnengebied tenminste 1.000 meter en in het buitengebied tenminste 2.000 meter moeten bedragen;
- LNG-schepen liggen afgemeerd in een speciaal daarvoor bestemd havenbassin, zoals dat van Gate, afgeschermd van het overige verkeer;
- LNG-schepen (carriers) liggen afgemeerd met de boeg naar buiten (richting Maasmond) conform huidig veiligheidsbeleid en in overeenstemming met in november 2005 uitgevoerde brugsimulaties [Lit.: 23];
- Afgemeerd wordt een veiligheidszone van 200 meter rondom het manifold ingesteld, waarbinnen zich geen ongecontroleerde ontstekingsbronnen mogen bevinden. Deze afstand van 200 meter is de operationele richtlijn bij diverse in gebruik zijnde terminals. Er liggen geen internationale normen aan ten grondslag. Zonering conform ATEX zou leiden tot een veel kleinere veiligheidszone. Er zijn geen belemmeringen voor het scheepvaartverkeer tijdens het lossen van een LNG-schip;
- In de internationale regelgeving zijn geen normen vastgelegd met betrekking tot de veiligheidszone rondom LNG-schepen. In de praktijk blijken de diverse havens dan ook verschillende afstanden en regels te hanteren. Daarom ontwikkelt de Havenmeester in nauw overleg met deskundigen uit de sector een beleid voor de Rotterdamse haven.

4.1.6 Veiligheid op de terminal en de aanlandingssteigers

De veiligheidsfilosofie van Gate terminal is gebaseerd op de volgende strategie:

- Helder gedefinieerde gebruiksgrenzen van de installatie, een hoog niveau van automatisering (binnen het process control system, zie § 4.2.9) en adequate opleiding en procedures voor personeel;
- Een uitgebreide set aan detectiesystemen voor afwijkende bedrijfs- en processituaties (in het geautomatiseerde process control system zie § 4.2.10);
- Het veiligheidsbesturingssysteem kan de betreffende onderdelen van de installatie isoleren door middel van een Emergency Shutdown Systeem (zie § 4.2.10);

- De gehele terminal wordt ontworpen op het principe van 'fail safe'. Dit betekent dat alle kleppen in de installatie in de veilige stand zullen komen zodra de aansturing van de kleppen wegvalt. Op deze wijze wordt geborgd dat bijvoorbeeld langdurige stroomuitval kan leiden tot een onveilige situatie. Met betrekking tot overstromingen wordt opgemerkt dat het terrein circa 5 meter boven NAP gelegen is, maar wel buiten de bescherming van een primaire zeewering. Overstroming zal dan ook worden meegenomen als een van de scenario's in het te ontwikkelen noodplan. De opslagtanks zullen dusdanig worden ontworpen dat zij in het geval van overstroming intact blijven;
- Ten slotte zijn er diverse systemen beschikbaar om eventuele calamiteiten te beheersen en eventueel te bestrijden. De focus ligt hierbij op het isoleren van het incident en vervolgens het voorkomen van escalatie door het koelen van omliggende installaties. Hierbij wordt gebruik gemaakt van installaties en materieel en eigen bedrijfsnoodorganisatie, welke alle ontworpen, geplaatst en georganiseerd worden in nauwe afstemming en overleg met de brandweer en het Havenbedrijf Rotterdam.

De kernelementen van de veiligheidsfilosofie zijn:

- Alle modificaties worden onderworpen aan een wijzigingsprocedure toegespitst op de betreffende installatie;
- Alle werkzaamheden worden uitgevoerd onder een werkvergunningstelsel;
- Het aantal mogelijke lekbronnen wordt beperkt, bijvoorbeeld door:
 - het verminderen van het aantal flensverbindingen;
 - het beperken van opwarming en afkoeling van leidingen door toepassing van circulatie (handhaven koude toestand);
 - segregatie van installatiedelen door isolatiekleppen;
- Fysiek beperken van de verspreiding van LNG-lekkages (containment) om zoveel mogelijk te voorkomen dat buiten het terrein of bij nabijgelegen installatiedelen vloeibaar LNG kan komen;
- Minimalisering van het ontgassen van installatiedelen en het venten van gas.

Veiligheid vormt een integraal onderdeel van het ontwerp en de bedrijfsvoering van een LNG-terminal. De veiligheidsmaatregelen gekoppeld aan het ontwerp van de terminal zijn beschreven in § 4.2.

Een uitgebreid geautomatiseerd veiligheidscontrolesysteem ('Safety Control System') draagt verder zorg voor het automatisch onderbreken van deelprocessen of een volledige stop bij abnormale condities.

Voorafgaand aan het opstarten van de bedrijfsvoering zal een Veiligheidsbeheerssysteem (VBS) worden opgezet en geïmplementeerd. Dit VBS zal, conform BRZO'99, aandacht besteden aan de volgende onderdelen:

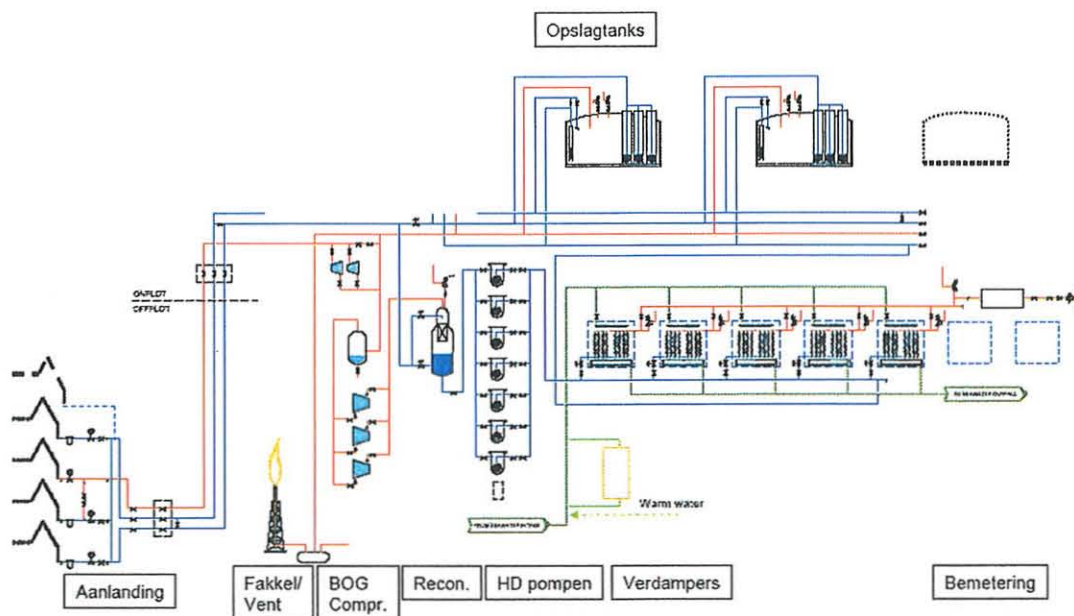
- personeel en organisatie;
- identificatie van gevaren en beoordeling van de risico's;
- toezicht op de uitvoering;
- wijzigingen;
- planning van noodsituaties;
- toezicht op de prestaties;
- auditing en beoordeling.

Daarnaast worden voor aanvang van de bedrijfsvoering een Plant Operation Manual, onderhoudsprocedures en een bedrijfsnoodplan opgesteld. Dit laatste noodplan zal in nauw overleg met de brandweer en het Havenbedrijf Rotterdam worden opgesteld.

Naast veiligheid is beveiliging een belangrijk onderwerp voor de terminal. De locatie van de terminal is dusdanig gekozen dat slechts een zeer beperkt aantal transportbewegingen naar de terminal worden uitgevoerd. Door middel van terreinafscheiding, gecombineerd met camerabewaking, wordt getracht ongewenste bezoekers af te schrikken en/of tijdig op te merken. Ook personeel werkzaam bij de MOT zal niet zonder meer in staat zijn de LNG-installatie en de LNG-steigers te betreden.

4.2 Procesbeschrijving LNG terminal

Aan de hand van bijgaand vereenvoudigd processchema (figuur 4.6) volgt eerst een opsomming van de installatieonderdelen. In de daarop volgende paragrafen wordt alles nader uitgewerkt. Voor een verder uitgewerkt processchema (PFD: Proces Flow Diagram) wordt verwezen naar bijlage 7 van dit MER.



Figuur 4.6: Vereenvoudigde processchema.

De volgende hoofdonderdelen zijn in figuur 4.6 te onderscheiden:

- Aanlandingssteiger met losarmen
- Transportleidingen en dampretourleiding tussen opslagtanks en steiger
- Opslagtanks met interne lagedruk (LP) transportpompen
- Compressoren voor verdrijfsdampen (BOG), met BOG-header en een ringleidingsysteem voor BOG
- Recondenser unit en hogedruk (HP) pompen
- Verdampers
- Metering en kwaliteitsanalyse
- Afblaassysteem in de vorm van een fakkels of vent of een combinatie daarvan.

4.2.1 Installatieonderdelen

In het kort worden de belangrijkste eigenschappen en functies van de installatieonderdelen in het volgende overzicht geformuleerd.

Beschrijving installatie en componenten

A Schip

- Op het schip wordt de hoeveelheid LNG gemeten. Verder worden de percentages methaan, ethaan, overige koolwaterstoffen, stikstof, zuurstof en zwavel vastgelegd tijdens het laden van het schip en vertaald naar samenstelling en energie inhoud op het lospunt.
- Tanks op het schip kunnen niet tegen onderdruk, vandaar dat vanuit de opslagtank een dampretourleiding nodig is.
- Pompen op het schip worden gebruikt om LNG van het schip naar de tanks te pompen.
- Tijdens het lossen van LNG draait het schip op basis van fuel oil, omdat de inhoud van de gekalibreerde tanks voor en na lossing wordt gebruikt om de exacte hoeveelheid gelost product voor en na lossing vast te stellen.
- Tijdens het lossen van LNG vult het schip haar ballasttanks met water uit de haven om daarmee zijn diepgang nagenoeg volledig te handhaven.

B Steiger

- 4 LNG-armen per steiger (waarvan 1 ook als dampretour kan dienen). In eerste instantie worden er drie armen gebouwd.
- 1 dampretourarm. Deze is nodig om de tanks op het schip onder de juiste druk te houden tijdens het lossen.
- Een in de dampretourleiding geïnstalleerde de-superheater (= kleine LNG-sproeikop gemonteerd in de leiding) om retourgas naar het LNG-schip naar behoefte wat te kunnen koelen. Hiertoe wordt ook een klein vloeistofdrainagevat (= 'knock-out drum') geïnstalleerd, om te voorkomen dat vloeistof naar het schip terugkeert.
- 'Emergency Shut Down (ESD)' kleppen op het steigerdek 'manifold' en in de losarmen.
- Flow-indicator.
- Controle van LNG-samenstelling middels on-line analyse.
- LNG-onderschepping ('LNG trap') om eventuele kleinere LNG-spills op het steigerdek te houden en vandaar te laten verdampen.
- Toegang tot het schip via een hydraulische loopplank.

C Losleidingen

- Afstand van steiger tot opslagterrein circa 1.000 m. Deze lengte wordt middels twee sets 'Emergency Shut Down (ESD)' kleppen in drie segmenten (inbloksystemen) opgedeeld, met een maximale lengte van 800 m.
- 1 x 36": wanddikte: minimaal 150 pons klasse, materiaal: RVS.
- 1 x 10": voor 'long circulation' als er niet gelost wordt, om te zorgen dat de vloeistof gevulde leidingen permanent op cryogene temperatuur blijven en volledig vloeistof gevuld.
- Totale maximale ontwerp-losscapaciteit is 12.500 m³/h.
- 1 x dampretour. Deze heeft blowers voor het geval de drukopbouw te laag is.
- Grotendeels (> 90 %) lasverbindingen en slechts bij uitzondering flensverbindingen om kans op lekkages zo ver mogelijk terug te dringen.
- Voldoende loops om thermische contractie op te vangen.
- Liggen op een beheerd terrein met veiligheidsregime, niet voor het algemeen publiek toegankelijk.
- Schade door transport over de wegen is uitgesloten door bruggen met een overbreedte, en betonnen muren en vangrails langs tracésecties, waar dit tracé

parallel loopt aan wegen, e.d.

- Voldoende afstand tot olieleidingen en bij kruisingen gebruik van een betonnen scheidingsdek.
- Bij de initiële inbedrijfneming (grote afkoeling), wordt gecontroleerd te werk gegaan om een geleidelijke en gelijkmatige afkoeling van de leidingen te realiseren.

D Tanks

- De tanks worden in combinatie met elkaar gebruikt, waarbij in principe nagenoeg hetzelfde vloeistofniveau wordt gehouden; lossen van LNG in de tank en uitzending vanuit de tank kan gelijktijdig plaatsvinden.
- Aanlanding en uitzending tegelijk mogelijk uit een en dezelfde tank.
- Roll-over wordt voorkomen door nieuwe LNG op de juiste plaats (boven of onder) in de tank te pompen, afhankelijk van de eigenschappen. Daarnaast waarborgt het regelmatig vullen en legen van de tanks een goede homogene vulling, terwijl indien wenselijk LNG ook nog kan worden rondgepompt.
- TDTM, traveling density temperature meter. Gebruikt om dichtheid en temperatuur op verschillende hoogtes in de tank te meten en daarmee eventuele risico's van roll-over vroegtijdig te ontdekken.
- Normaliter zorgt de dampbalansleiding, gekoppeld aan de BOG-verzamelleiding, voor een beheersing van de tankdrukken middels werking van BOG-compressoren en eventueel opening naar de centrale fakkels of vent.
- Tanks zijn bovendien, als laatste verdediging tegen te hoge drukken, voorzien van pressure relief valve (PRV) om overdruk weg te ventileren indien het BOG niet anders afgevoerd kan worden (openen gemiddeld 1 keer in 20 jaar).
- Voorzien van vacuümventiel, een tank kan tegen beperkte onderdruk.
- Alle aansluitingen naar de tank door het tankdak om een eventueel defect niet te laten leiden tot het leeglopen van de tank.
- De gehele inrichting wordt zodanig ontworpen dat het uitwisselen van componenten (zoals instrumenten) veilig kan geschieden vanaf het tankdak, zonder de tank uit bedrijf te nemen.
- De betonnen buitentank is in staat om bij een eventueel lek van de metalen binnentank LNG en BOG binnen de tank te houden (= 'full-containment').
- Het geleidelijk afkoelen en opwarmen van de opslagtanks vergt veel tijd en vindt normaliter slechts eenmaal plaats. Door het ontbreken van corrosief product, de permanente cryogene temperatuur en de afwezigheid van bewegende delen is er geen noodzaak voor periodieke interne inspecties.

E Lagedruk LNG-pompen ('LP pumps')

- Transport van LNG naar de recondenser.
- LNG-circulatie door vloeistof verzamelleidingen in het procesgebied.
- Circulatie LNG naar steiger ('long circulation').
- Opvoerdruk typisch tussen 4 tot 8 bar middels multi-stage centrifugaalpomp met geïntegreerde elektrische motor.
- Hangen in pompkolommen in de LNG-tanks, en kunnen via het tankdak worden uitgewisseld zonder de tank uit bedrijf te hoeven nemen.
- Zijn voorzien van trilling indicatoren om slijtage tijdig waar te nemen en onderhoud op basis van conditie monitoring mogelijk te maken.

F BOG-compressoren

- Dubbelwerkende zuigercompressoren met elektrische aandrijving.
- Hebben discrete standen (bijvoorbeeld 100 %, 75 %, 50 %, 25 % en 0 %).
- Starten bij behoefte om de dampdruk in de dampbalansleiding (en top van de opslagtanks) binnen normale operationele waarden te houden.
- Zijn voorzien van prestatiesensoren om de noodzaak voor onderhoud te kunnen beoordelen op basis van 'condition monitoring'.
- Staan onder een kraanbaan en onder een dak met gedeeltelijk open wanden om onderhoud ter plaatse te allen tijde (ook bij slecht weer) te kunnen uitvoeren, terwijl goede natuurlijke ventilatie het ontstaan van beslotenheid ('confinement') voorkomt en risico van explosies uit te bannen.

G Recondenser

- Recondenseert BOG door vermenging van op lage druk gebracht LNG en gecomprimeerd BOG.
- Vormt zuigvat van LNG voor de hogedruk (HP) pompen.
- Inhoud gelijk aan hoeveelheid voor 30 seconden doorzet installatie.
- Normale operationele drukken: 4 tot 8 bar.
- Locatie waar eventueel stikstof in lage druk wordt bijgemengd om aardgas op de specificatie van het distributienet te brengen.
- Vormt een balanselement om optimaal van lagedruk en hogedruk pompen gebruik te kunnen maken, passend bij de diverse terminaluitzendhoeveelheden.
- Door ontbreken corrosieve vloeistof en permanente cryogene temperatuur, in combinatie met ontbreken bewegende inwendige delen, ligt de nadruk op on-stream monitoring om stops voor inwendige inspecties te vermijden.

H Hogedruk pompen ('HP pumps')

- Voeren druk op tot maximale transportleidingdruk van 80 bar voordat LNG naar de verdamper stroomt.
- Bestaan uit een groot aantal stages met geïntegreerde elektrische motoren.
- Zijn inclusief hun elektrische motoren geheel ingebouwd in de compressiecilinders geheel gevuld met LNG -> vloeistof dempt geluid.
- Worden goeddeels in putten in de grond geïnstalleerd, om daarmee de hoogte van de overige installatie zoveel mogelijk te beperken, terwijl opnieuw een geluidreducerend voordeel optreedt.
- Zitten in ieder van de beide procestreinen op gemeenschappelijke verzamelleidingen (aanzuig- en afvoerkant).
- Zijn voorzien van trillingindicatoren om slijtage tijdig waar te nemen en onderhoud op basis van conditiemonitoring mogelijk te maken.
- Staan gemonteerd in de open lucht om daarmee het ontstaan van beslotenheid ('confinement') tot een minimum te beperken. Pompen worden uitgewisseld en elders voor onderhoud uit elkaar genomen.

I Verdampers ('Vaporisers')

- LNG van $T = -162\text{ }^{\circ}\text{C}$ verdampen tot aardgas en vervolgens het aardgas verwarmen naar gas van minimaal $T = 1\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Opwarmcapaciteit van gemiddeld ongeveer 250 MW_{th} nodig, met pieken tot circa 365 MW_{th} (bij 16 BCM per jaar)
- De grote meerderheid (> 80 %) van het verdampingsproces middels 'Open Rack Verdampers (ORV)', waarbij de ingenomen watertemperatuur daalt met maximaal: $\Delta T = -7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Gekoeld water wordt op het oppervlaktewater in de haven geloosd.
- Een klein gedeelte van de LNG-stroom kan worden verdampt in zogenaamde 'Shell & Tube' warmtewisselaars, die hun warmtebehoefte putten uit een gesloten warmwatersysteem, dat verbonden is aan de Co-generatie installatie, waarmee de terminal in staat is het merendeel van zijn eigen elektriciteitsbehoefte op te wekken.
- De inlaat van de verdampers regelt de uitgaande gasdruk, terwijl een hieraan gekoppelde temperatuurdetectie op uitgaande leidingen een overbelasting van de verdampers en het uitsturen van een te koud gas voorkomt.
- Na de verdamper volgt een korte sectie RVS-pijpen voor het geval toch een fractie van LNG-druppels doorkomt.
- Ongeveer 2 m³ LNG-inhoud.
- De verdampers zijn standaard ontworpen op een substantiële overdruk van circa 140 bar, hetgeen ruimschoots ligt boven de normale werkdrukken (gemiddeld 70 en maximaal 80 bar). Hierdoor zal de uiteindelijke overdrukbeveiliging in vorm van veiligheidskleppen (maximaal 16") maar zeer zelden worden aangesproken.

J Metering

- Meten druk.
- Meten temperatuur.
- Meten samenstelling.
- Meten hoeveelheid.
- Berekening van uitgaande hoeveelheid energie.
- Uitgaand gas heeft een druk van gemiddeld 70 en maximaal 80 bar door een leiding van 36".
- Achter het uitgaande meetstation ('metering') komt een 'battery limit' klep, die de overgang betekent van de terminalinstallatie van Gate, naar het landelijke transportnet van de GTS.
- Signaal- en alarmgegevensuitwisseling tussen Gate terminal en GTS zal zorgdragen voor afstemming van de terminaluitzendoperaties en het transportnetbeheer.

K Manual Analyser Point (MAP)

- Zowel bij de metering als de steigers bevindt zich een MAP.
- Hier wordt als de automatische systemen niet goed functioneren, of als extra controle, de mogelijkheid geboden een geringe hoeveelheid LNG of gas af te tappen om dit later nader te analyseren.

L Fakkels/vent

- Wordt uitgevoerd als combinatie fakkels/vent.
- Wordt in tijden van normale operatie niet gebruikt.

4.2.2 Procesbeschrijving, overzicht op hoofdpunten

Het proces dat zich op de LNG-terminal afspeelt kan worden onderverdeeld in een aantal deelprocessen. De volgende deelprocessen worden onderscheiden:

1. Aanlanding van LNG van het schip naar de steiger/losarmen
2. Transport van het (vloeibare) LNG naar de opslagtanks
3. Opslag van LNG
4. Het tussen twee aanlandingen in, koel houden van de transportleidingen
5. Behandeling van BOG in de installatie
6. Verdampen van het opgeslagen LNG naar (gasvormig) aardgas en uitzending van het aardgas in het leidingnet van GTS
7. Safety control system met afblaas- en ventsysteem en ESD.

4.2.3 Aanlanding van LNG van het schip naar de steiger/losarmen

Strikte veiligheidsprocedures in alle stadia van het proces

Zodra men het LNG-schip aan de lossteiger heeft vastgemaakt wordt een aantal veiligheidsprocedures afgewerkt, alvorens tot overslag van LNG wordt overgegaan. Allereerst worden veiligheidcommunicatiemiddelen verbonden en getest. De loopplank die toegang geeft tot het schip wordt geplaatst en tegelijk met het testen van datacommunicatiesystemen wordt aan boord gemeten hoeveel LNG aanwezig is. De losarmen worden gekoppeld aan het laad-/lospunt ('manifold') op het LNG-schip. Het lossysteem is voorzien van geautomatiseerde noodstopvoorzieningen ('Emergency Shutdown (ESD)').

Bij het waarnemen van een abnormale situatie zorgt ESD-1 voor het stoppen van de scheepspompen en het automatisch sluiten van de ESD-1 kleppen op zowel het steiger platform als het schip nabij de losarmaansluitingen. Alvorens daadwerkelijk tot initiatie van ESD-1 wordt overgegaan is er allereerst een vooralarm, wat de operator bij langzaam optredende abnormale situaties nog de mogelijkheid geeft corrigerend op te treden.

De ESD-2 voorzieningen betreffen een snelle (5 tot 10 seconden) sluiting van twee in serie geschakelde kleppen gemonteerd in het uiteinde van de losarmen, en een speciaal mechanisme om de verbinding tussen losarm en schip onmiddellijk te verbreken. Dit voorkomt schade aan de losarmen en het daarbij optreden van een grotere LNG-lekkage bij het snel van de wal wegdrijven van het schip bijvoorbeeld bij zware storm.

Na het afronden van de pre-unloading veiligheidschecklist wordt vervolgens verbinding gemaakt tussen de losarmen en het schip en wordt deze getest. Als volgende stap wordt een pomp aan boord van het schip gestart om ervoor te zorgen dat de LNG-stroom vanuit het schip naar de opslagtanks op gang komt. Het lossen wordt langzaam opgestart om de losarmen af te koelen. Daarna worden geleidelijk meer pompen bijgeschakeld. Wanneer alle pompen bijstaan wordt een debiet bereikt van maximaal 12.500 m³/uur.

Tijdens het lossen van LNG wordt een retourstroom BOG naar het schip onderhouden om te voorkomen dat de LNG-scheepstanks op onderdruk komen en tevens overdruk in de opslagtanks aan de landzijde wordt vermeden. De dampretourleiding is voldoende groot om bij een maximale loscapaciteit aanvoer van BOG te verzekeren. Op de losarm vormt zich gedurende het lossen een luchtige laag ijs door de extreem lage temperatuur van -162 °C, die de losarm bereikt wanneer er LNG doorheen stroomt. De losarmen zelf zijn niet van isolatie voorzien, in tegenstelling tot de transportleidingen op de wal. Dit omdat zij slechts periodiek en voor beperkte perioden

koud zijn en zonder isolatie eenvoudiger visueel zijn te inspecteren. Ook wordt zo het risico van schade aan thermische isolatie op bewegende delen vermeden.

Zodra tanks van het schip nagenoeg leeg zijn - er blijft altijd wat LNG achter voor de koudevoorziening van de tanks, die niet mogen opwarmen - worden de pompen gefaseerd stopgezet om schade aan de pompen te voorkomen. Hiermee neemt tevens de snelheid van het LNG in de transportleidingen geleidelijk af, zodat drukstoten in het leidingsysteem normaliter worden voorkomen. Voordat de losarmen worden losgekoppeld, worden deze allereerst van LNG ontdaan. Stikstofdruk zorgt ervoor dat het LNG wordt teruggedrongen naar het schip en de LNG-losleidingen op het steiger. Daarna wordt het verbindende deel van de losarm met stikstof gespoeld ('gepurged'). Nu kan de verbinding tussen schip en losarm veilig worden verbroken en is de aanlandingsfase achter de rug. Nu resteert nog het opnieuw meten van de hoeveelheid gas aan boord van het schip, het loskoppelen van communicatiemiddelen en het terughalen van de loopplank om het schip in staat te stellen naar open zee te vertrekken.

Het is normaal dat met de LNG-schepen langs de steiger ook proviand en onderdelen aan boord worden gebracht ter hoogte van het accommodatieblok van het schip, vanaf specifiek daarvoor ingerichte schepen. Hierbij zal ook afval op gecontroleerde wijze van boord worden afgevoerd. Incidenteel zal een LNG-schip ook bunkerolie ('fuel oil') moeten inslaan, alvorens van de steiger te vertrekken. Deze laatste activiteiten vinden niet plaats tijdens het lossen van LNG. Overigens brengt deze boord-boordactiviteit geen extra risico's met zich mee ten opzichte van deze activiteit elders in het Rotterdamse havengebied.

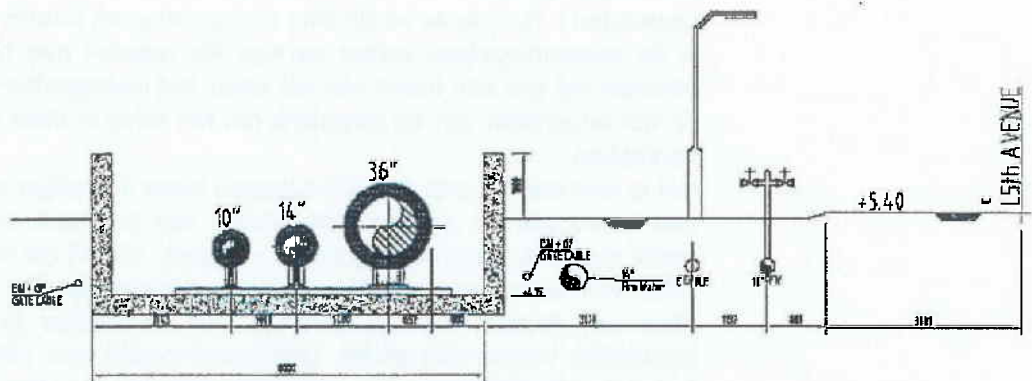
4.2.4 LNG-transport tussen steigers en opslagtanks

De inhoud van LNG-schepen wordt via losarmen en geïsoleerde transportleidingen gelost in de opslagtanks van de terminal. Deze leidingen zijn aan de buitenzijde vergaand geïsoleerd. Dit voorkomt opname van warmte uit de omgeving en gasvorming in de leidingen. Het transport van vloeibaar aardgas vindt plaats met een debiet van ongeveer 12.500 m³ per uur. De leidingen hebben daartoe een relatief grote diameter. Tevens wordt BOG via een dampretoursysteem teruggeleverd aan het schip.

De leidingen bestaan typisch uit een losleiding van 36 duim (36"), een recirculatieleiding van 10 duim (10") en een dampretourleiding voor BOG van 14 duim (14"). Alle drie de leidingen zijn opgebouwd uit roestvrij staal en thermisch geïsoleerd (met als extra bescherming een metalen buitenmantel waar er risico is voor mechanische uitwendige beschadiging van de thermische isolatie).

De losleiding en de recirculatieleiding worden tijdens het lossen beide voor het transport van LNG naar de tanks gebruikt. Wanneer er geen lossing plaatsvindt wordt de recirculatieleiding gebruikt voor het rondpompen van LNG om de vloeistofleidingen koud en volledig gevuld te houden. Op deze wijze ontstaat een rondpompcircuit dat permanent in gebruik is en ervoor zorgt dat alle transportleidingen in gekoelde toestand op -162 °C blijven.

De los- en circulatieleidingen van 36" en 10" zijn ingeblokt met drie ESD-kleppen, zodat de inhoud kan worden opgevangen; één bij de steiger, één op de wal en één voordat het terminalopslag en procesgebied wordt ingegaan. Het langste ingeblokte leidingdeel is circa 700 meter lang. De totale inhoud van de individueel ingeblokte delen kan worden opgevangen in het verdiept aangelegde leidingtracé (zie figuur 4.7). Vanaf de losleiding, die als hoofdaanvoerleiding langs de opslagtanks loopt, is per tank een aftakking voorzien. Ook in deze leiding is per tank een ESD-klep opgenomen.



Figuur 4.7: Doorsnede leidingtracé langs talud MOT.

Gesloten systemen, veilig en efficiënt

Bij het vullen van de LNG-opslagtanks op land worden de verdrijvingsdampen via de dampretourleiding teruggevoerd naar het LNG-schip. Dit compenseert volumeveranderingen in de vloeistofvulgraad van zowel scheeps- als opslagtanks en voorkomt overdruk in de opslagtanks en vacuüm in de scheepstanks.

Ondanks alle isolatiemaatregelen van leidingwerk en tanks is de vorming van een beperkte hoeveelheid damp bovenin de opslagtanks onvermijdelijk. Deze damp wordt afgezogen, door lagedruk ('Boil Off Gas' - BOG) compressoren geleid, en vervolgens weer vloeibaar gemaakt ('recondensed') door deze in de LNG-hoofdstroom te mengen. Door deze werkwijze is het bij normaal bedrijf niet nodig gas te ventileren naar de buitenlucht of af te fakkelen. De inzet van thermische isolatie heeft mede tot doel het gebruik van de BOG-compressoren (en dus elektriciteitsverbruik) in te dammen, terwijl een gebalanceerde isolatiewaarde zich ook vertaalt in een zeer geleidelijk oplopen van de dampdruk bij tijdelijke onderbreking van het uitzendproces.

4.2.5 LNG-opslag

De opslag van LNG vindt plaats in een speciaal hiervoor ontworpen grootschalige 'full containment tanks'. Om een indruk hiervan te krijgen is onder figuur 4.8 een foto opgenomen van twee LNG-tanks van de LNG-terminal van Sines te Portugal.



Figuur 4.8: Twee LNG-opslagtanks (Transgas Atlantico, Sines, Portugal) gebouwd in overeenstemming met NEN-EN 1473.

De 'full containment tank' bestaat uit een metalen binnentank, uitgevoerd in hoogwaardig nikkelstaal, een volledig betonnen buitentank en betonnen dak. Een thermische isolatie van perlietkorrels tussen de stalen binnentank met LNG en de betonnen buitentank beperkt het afdampen van LNG tot maximaal 0,05 % van de tankinhoud per dag. Mocht er een lek ontstaan in de stalen binnentank, dan stroomt het LNG in de tussenruimte en wordt door de relatief warme buitenwand direct verdampt. Bij een groot lek zal er LNG tegen de buitenwand gaan staan en om die reden is een extra stalen scherm tussen de betonnen bodem en de opstaande betonnen wanden aangebracht ter voorkoming van scheurvorming en instabiliteit van de betonnen buitenwand bij de verbinding met de bodem. Verder naar boven is de betonnen buitenwand zodanig ontworpen en geconstrueerd dat bij een temperatuurverschil van 180 °C over de doorsnede van de betonwand het beton aan de koude binnenzijde krimpscheuren zal gaan vertonen maar door de betonwapening intact blijft, terwijl door naspannen van de wand een zekere intacte zone van het beton overblijft en lekkage zo wordt voorkomen.

Voor het vullen van de tanks komen twee vulleidingen via het dak in de tanks. De eerste vulleiding wordt gehanteerd wanneer het aangevoerde LNG relatief zwaar is. Het vullen vindt dan boven in de tank plaats. De tweede vulleiding vult de tank nabij de bodem en wordt gebruikt wanneer er relatief licht LNG wordt aangevoerd. Door, afhankelijk van de kwaliteit van het aangevoerde LNG, gebruik te maken van de daarvoor bedoelde losopening, wordt bereikt dat volledige menging van de verschillende LNG-kwaliteiten plaatsvindt. Hierdoor is sprake van egalisatie van het LNG en wordt voorkomen dat een 'roll over' optreedt; een plotselinge onderlinge verschuiving van niet gemengde LNG-kwaliteiten (vergelijkbaar met een stratificatie omkeerbeweging van water in een diepe waterpartij).

In principe worden alle opslagtanks gelijktijdig gevuld bij aanlanding, dit om een optimale mix te krijgen van de verschillende kwaliteiten LNG. Tevens wordt het vuldebiet zodoende per tank gelimiteerd. Bij normaal bedrijf wordt de gasdruk boven het LNG in de opslagtanks gelimiteerd op maximaal 250 mbar. Dit gebeurt door het teveel aan BOG af te voeren via de BOG-header en via de dampretourleiding terug te voeren naar het schip en of te recondenseren in de uitzendstroom.

Tussen de BOG-header en de dampretourleiding zal indien nodig ten slotte nog een BOG-blower ingebouwd worden. Hiermee kan sneller in de behoefte van het schip worden voorzien om grote hoeveelheden BOG aan te voeren.

Overdruk op opslagtanks

- In normale operatie (100-250 mbar) komt geen overdruk op de opslagtanks voor. De tanks blijven koud via het natuurlijke proces van verdampen en de dimensionering van de BOG-affhandeling is voldoende om het fakkelen of ventileren van overtollig gas te voorkomen.
- In geval van stroomuitval kan zich gedurende 4 tot 5 uur BOG ophopen voordat de maximale druk (300 mbar) in de tank bereikt wordt.
- Wanneer de maximale druk van 300 mbar wordt bereikt zal de centrale fakkel (of afblaasinrichting) in werking treden als veiligheid om verder oplopen van de druk te voorkomen.
- In een extreem geval, waarbij de werking van de centrale fakkel of afblaasinrichting onvoldoende is, is de tank ook nog uitgerust met een serie Pressure Relief Valves (PRV, zie figuur 4.9). Deze laatste veiligheid laat het eventueel te veel aan gas de lucht in gaan. Het komt gemiddeld eenmaal per twintig jaar voor dat deze voorziening wordt aangesproken (frequentie van opening: 0,05/j). De PRV's zijn tevens ontworpen om de damp die vrijkomt bij een eventuele roll-over af te kunnen voeren.
- Indien het BOG-systeem onder overdruk komt te staan, heeft dit een eigen PRV die gas laat passeren naar de fakkel of afblaasinrichting.



Figuur 4.9: PRV op een LNG-opslagtanks (Transgas Atlantico, Sines, Portugal).

Operationele aspecten van de opslagtanks bij ingebruikname

Wanneer de opslagtanks voor de eerste maal in gebruik worden genomen doet zich in principe dezelfde situatie voor als beschreven in § 4.1.1 voor de pre-cooling van LNG schepen.

In eerste instantie wordt de ruimte in en rondom de binnentank zuurstofvrij gemaakt door er het inert stikstof (N_2) in te pompen. Vervolgens wordt heel geleidelijk LNG in de tank gesproeid via een sproeiring, gemonteerd onder het inwendige plafond. Het ingebrachte LNG verdampt en vormt daarmee geleidelijk een aardgasatmosfeer in de tank. Tevens zal de stalen binnentank geleidelijk (met circa 3 °C per uur) worden afgekoeld. Wanneer de tank een temperatuur van bijna -162 °C heeft bereikt, zal een deel van het vernevelde LNG gaan neerslaan op de bodem van de tank. Wanneer zich aldus een plas van LNG op de tankbodem heeft gevormd, kan de sproeiring boven in de tank worden uitgezet en kan worden overgegaan tot het verder vullen van de tank met LNG via een van de normale vulopeningen.

Omdat tijdens het afkoelen van de eerste LNG-tank nog geen LNG-verdamping en uitzenden plaatsvindt kan nog geen recondensatie van gas uit de tank plaatsvinden en zal dit gedurende ongeveer 4 tot 5 dagen worden afgefakkeld.

Tijdens deze opstartfase zal een LNG-schip gedurende langere tijd (ongeveer 1 week) langs de steiger liggen, aangezien deze opstartfase of commissioning fase geleidelijk plaatsvindt en het schip pas weg kan nadat zijn gehele inhoud in een opslagtank is overgebracht.

Zodra er voldoende LNG in de eerste opslagtank aanwezig is, begint de tweede fase van het opstarten met het initiëren van de lagedruk pompen en het geleidelijk afkoelen van het uitzendsysteem (recondenser, HP pompen en een verdamper), om daarmee zo snel mogelijk de het fakkelen dan wel ventileren van overtollig gas te stoppen. Het streven is om dit binnen zeven dagen na de start van de introductie van gas te bewerkstelligen.

Het afkoelen van de tweede (en volgende) opslagtanks wordt bij voorkeur uitgevoerd door LNG uit de eerste tank te gebruiken en daarbij vrijkomend BOG te recondenseren in de uitzendstroom.

Lagedruk LNG-pompen in de tanks

Voor het afvoeren van LNG vanuit de opslagtanks naar de verdampers, waar het in aardgas wordt omgezet, beschikken de opslagtanks ieder over drie (of vier) binnen in de tank geplaatste ondergedompelde lagedruk pompen (LP/LD pompen), elk met een capaciteit van ongeveer 500 m³/uur. Met behulp van deze LP-pompen wordt het LNG via de uitzendleiding ('send out header') naar de recondenser gepompt, om van daaraf met hogedruk pompen naar de verdampers te worden gevoerd. Er dient altijd minimaal 1 pomp in bedrijf te zijn (24 uur op 7 dagen) voor de circulatie in het transportleidingssysteem. Deze onderhoudt via een by-pass stroom het circulatiesysteem tussen de steiger en de opslagtank.

Dubbelwandige tanks met doordacht leidingwerk

Op basis van ontwerp en operationele ervaringen gaat de huidige Europese richtlijn (NEN-EN 1473) ervan uit dat de hoofdconstructie van dubbelwandige tanks met een volledig betonnen buitentank niet kan falen. Aanvullende hoge tankdijken rondom de LNG-opslagtanks zijn daarom niet nodig (zie ook figuur 4.8).

Wel wordt bij het ontwerp rekening gehouden met reële faalscenario's, die te maken hebben met het aansluitende leidingwerk. Om doorvoeren door de verticale wand van de binnen- en buitentank te vermijden worden daarom alle aansluitingen naar de tank geïnstalleerd via het dak (zie figuur 4.10). Een eventuele lekkage in de aansluitingen leidt dan ook niet tot het leeglopen van een opslagtank.



Figuur 4.10: Aansluitingen op de LNG-opslagtank gaan via het dak (Transgas Atlantico, Sines, Portugal).

De beoogde bruto capaciteit van de opslagtanks voor de Gate terminal is maximaal 200.000 m³ per tank. Omdat er standaard een basishoeveelheid LNG per tank wordt gehandhaafd ten behoeve van de systeemcirculatie en omdat de onderste laag niet uit de tank wordt gepompt ('dead stock'), bedraagt de opslagbuffer tussen aankomst en uitlevering effectief (netto) 180.000 m³ per tank.

De opslagtanks hebben een diameter van maximaal 90 meter. Aan de rand zullen de tanks ongeveer 40 meter hoog zijn, en in het midden ongeveer 52 meter (boven het maaiveld). Een en ander zal afhangen van het detailontwerp van de tanks, dat gaande het project nadere invulling zal krijgen.

De eerste realisatiefase van de geplande terminal omvat naar verwachting de bouw van twee of drie LNG-tanks. Om tegemoet te kunnen komen aan de verwachte groei van de vraag naar capaciteit gaat het MER uit van de beoogde eindsituatie. Daarbij is sprake van vier opslagtanks.

4.2.6 Het, tussen twee aanlandingen in, koel houden van de transportleidingen

De terminal zal niet continu LNG importeren, maar voor 50 tot 70 % van de tijd uitsluitend als uitzendterminal opereren. Daar het koelen en vullen van de grote diameter vloeistofleidingen een langzaam proces is worden derhalve tussen twee aanlandingen in, de leidingen van het met vloeistof gevulde deel van het transportsysteem permanent op de lage temperatuur van -162 °C gehouden. Dit is noodzakelijk om te voorkomen dat de transportleidingen steeds van -162 °C opwarmen naar omgevingstemperatuur met materiaaluitzettingen als gevolg en opnieuw materiaalkrimp bij afkoelen voor de volgende aanlanding. Bovendien moet bij

iedere afkoeling van een systeem een volledige procedure worden doorlopen die veel tijd vraagt en veel BOG oplevert. De BOG-compressoren zijn hier niet op ontworpen en bij elke koel-opwarmcyclus zou dus een aanzienlijke hoeveelheid BOG afgefakkeld moeten worden, hetgeen verspiling van energie betekent.

Het op temperatuur houden van de leidingen gebeurt door het rondpompen van LNG door de hoofdtransportleiding van de laadstation naar de opslagtanks en retour via de retourleiding die eveneens op $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ verkeert.

De dampretourleiding is van een geringere diameter. Deze wordt uitsluitend voor BOG in gasfase gebruikt en verkeert tijdens het lossen van een schip op temperaturen die variëren van $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ tot $-110\text{ }^{\circ}\text{C}$. Deze leiding wordt niet kunstmatig op een lage temperatuur gehouden wanneer er geen schip is. Bij iedere lossing wordt door introductie van retourdamp deze leiding steeds weer geleidelijk afgekoeld.



Figuur 4.11: RVS LNG transport- en recirculatieleidingen, RVS dampretourleiding en bluswaterleiding (rood) (Transgas Atlantico, Sines, Portugal).

4.2.7 Behandeling van BOG

Het fenomeen Boil off Gas ('BOG') vormt een integraal onderdeel van het aanlanding-, transport- en opslagsysteem voor LNG. Overal waar LNG aanwezig is op lage temperatuur zal door inwerking van buitenwarmte en pompenergie langzaam verdamping plaatsvinden en BOG worden gevormd, ondanks de goede thermisch isolatie van alle LNG-systemen.

BOG-verzamelleiding (BOG-header)

Het BOG-systeem bestaat uit een verzamelleiding, aangeduid met BOG-header, met een typische diameter van 30 duim (30") in het opslag- en procesgebied van de terminal. Alle BOG uit de verschillende systemen wordt hierin verzameld. Vanuit de BOG-header zuigen de BOG-compressoren het BOG af en comprimeren dit naar de heersende druk in de recondenser, alwaar door het te vermengen met sub-cooled LNG dit BOG weer in LNG kan worden omgezet.

De BOG-header staat in verbinding met het fakkel- en ventsysteem, zodat bij te grote BOG-aanvoer overtollig gas kan ontwijken via de 'vent' of gecontroleerd kan worden afgefakkeld.

BOG-compressoren

Zodra er zich te veel BOG in de BOG-header bevindt, zorgen de BOG-compressoren ervoor dat het aardgas weer wordt omgezet in LNG. Deze LNG-stroom wordt weer in de lage druk LNG-leiding naar de hogedruk pompen gevoerd.

Aanvoer van BOG naar de BOG-compressoren verloopt via een zogenaamde 'knock out drum' (KO-drum), waarin gecondenseerd aardgas wordt afgevangen, omdat de compressoren slecht tegen vloeistofdruppeltjes kunnen. Het hele BOG-systeem fungeert in principe op lage temperatuur. Om BOG-compressoren weer, na een tijdelijke onderbreking van compressorwerking, effectief op gang te krijgen zal waarschijnlijk in de leiding naar het KO-vat nog een de-superheater worden ingebouwd, waar geringe hoeveelheden LNG in de dampleiding kunnen worden gespreid, om deze dampretourstroom wat af te koelen.

In de definitieve terminalsituatie worden minimaal twee (en maximaal vier) BOG-compressoren voorzien. Aangezien deze compressoren van tijd tot tijd en ongeacht de weersomstandigheden ter plaatse onderhoud behoeven, wordt ervoor gekozen om deze installatie op te stellen met een vaste overheadkraan. Ook komen er een geventileerd dak en gedeeltelijke open wanden om enige afscherming te creëren tegen weersinvloeden, terwijl natuurlijke ventilatie toch zo goed mogelijk wordt gewaarborgd om het risico van explosies uit te bannen.

Recondenser

De BOG-compressoren pompen de BOG naar de recondenser, waar BOG onder een druk van typisch 4 - 8 bar weer wordt omgezet in LNG. Tevens zorgt de recondenser voor het balanceren van de opvoerdrukken in lagedruk en hogedruk pompen, om bij verschillende doorzetten een optimaal gebruik van alle pompen mogelijk te maken. De recondenser zal er ook voor zorgen dat er nooit BOG via de HP-pompen kan worden verpompt, aangezien deze zeer slecht tegen dampvorming kunnen (cavitatie). De HP pompen onttrekken voor de uitzending via de verdamper dus al het LNG aan de recondenser. Daarom is de capaciteit en de inhoud van de recondenser aanzienlijk. Hiermee wordt ook een soepel opstarten van de terminal gewaarborgd. Er is voor gekozen om in de initiële terminalontwikkeling de BOG-stroom altijd via de recondenser te laten lopen. Er worden wel voorzieningen voor een by-pass gemaakt, om bij uitbreiding op termijn een gedeelte van de stroom langs de recondenser te kunnen sturen.

Het alternatief om BOG met aparte hogedruk compressoren naar het hogedruk systeem van de uitzending te voeren (op 70+ bar) is duur en energetisch niet efficiënt en wordt derhalve niet overwogen. Wel zal gecomprimeerd BOG mogelijk worden ingezet als lagedruk of mediumdruk 'fuel gas' voor gebruik binnen de terminal (bijvoorbeeld als brandstof voor de waakvlammen van een fakkel of als brandstof in kleinschalige Co-generatie eenheid).

BOG-unloading Blowers

Gedurende de aanlanding van LNG heeft het LNG-schip extra aanvoer van BOG nodig om het LNG-debiet uit de scheepstanks te compenseren. Deze aanvoer vindt plaats via de dampretourleiding en wordt, vanwege het hoge debiet dat daar wordt vereist, ondersteund door blowers. In het detailontwerp zal nog worden gekeken naar de mogelijkheid de blowers geheel weg te laten en een wat grotere diameter lage druk (< 300 mbar g) dampretourleiding te gebruiken, waarbij het verschil in druk tussen de tanks en scheepstanks de drijvende kracht is achter de dampretourstroom.

Jetty KO drum

Om de debieten, temperaturen en drukverschillen tussen de BOG-header en het LNG-schip bij het begin van de scheepslossing te kunnen realiseren, is op de aanlandingsteiger een de-superheater in de dampretourleiding ingebouwd, die door injectiesproeien van LNG de mogelijkheid geeft het retourgas wat te koelen en het debiet te verhogen. Om eventuele vloeistofdruppels af te vangen wordt ook een Jetty KO drum geplaatst. Hiermee worden het debiet en de temperatuur van het BOG beter controleerbaar.

4.2.8 Verdamping en uitzending/transport van aardgas

Totaalsysteem van send out

Om opgeslagen LNG te kunnen uitsturen als aardgas wordt de vloeistof met lagedruk pompen naar de recondensatie-eenheid (recondenser) gepompt. Daar wordt, indien nodig, een geringe mate van stikstof bijgemengd om het uit te zenden aardgas op specificatie te brengen. Van hieruit voeren hogedruk pompen het LNG naar de verdamper, waarin de vloeistof wordt opgewarmd van circa $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ tot minimaal $+1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Het aantal verdamper hangt af van de gewenste uitzendcapaciteit.

Hogedruk pompen

De HP-pompen vormen in combinatie met de verdamper het uitzendsysteem (sendout) in de terminal. In de uiteindelijke situatie (van 16 BCM per jaar) kunnen tien (plus een of twee geïnstalleerde reservepompen) een maximaal uitzenddebiet leveren van ongeveer 3 miljoen $\text{m}^3(\text{n})$ gas per uur, en een gemiddelde van ongeveer 2 miljoen $\text{m}^3(\text{n})$ gas per uur dat aan het Nederlandse aardgastransportnet wordt geleverd. Daarmee wordt voldaan aan de gestelde capaciteits- en beschikbaarheidseisen, met de mogelijkheid om perioden van lagere export af te wisselen met perioden van extra export.

Aspecten ten aanzien van geluidproductie van de HP-pompen.

HP-pompen met externe elektrische motoren hebben van nature een hoge geluidsproductie. Daarom kiest Gate terminal bewust voor het marginaal minder efficiënte, duurdere, maar ook veel stillere concept van volledig geïntegreerde 'canned' pompen, waarbij de pomp en motor geheel zijn opgesloten in een met LNG gevuld drukvat, dat dan ook nog eens thermisch is geïsoleerd. Hiermee wordt een veel stillere opstelling verkregen, die ook nog eens voordelen biedt ten aanzien van de intervallen waarbinnen onderhoud nodig is.

Daar de HP-pompopstelling grotendeels verzonken is in individuele putten, kunnen deze in de open lucht worden geplaatst en behoeft er geen afdak of gesloten behuizing te worden gerealiseerd.

Het verdampingsproces

Het standaardconcept voor de procesconfiguratie (voorgenomen activiteit, Lit.: 1, p. 15) gaat voor de verdamper uit van 'Open Rack Vaporizers' (ORV; zie figuur 4.12). Deze bestaan uit panelen waarlangs oppervlaktewater wordt gepompt. Het water (in de eindsituatie circa $55.000\text{ m}^3/\text{uur}$) daalt hierbij maximaal $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ in temperatuur terwijl het LNG wordt opgewarmd tot een temperatuur van $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Energievoorziening van de verdampers

De hoeveelheid energie die nodig is om 1 ton vloeibaar LNG te verdampen en vervolgens op te warmen tot 1 °C bedraagt circa 510 MJ. Voor deze verdamping kunnen diverse (ook laagwaardige) warmtebronnen worden toegepast. Strikt genomen kan met gewoon oppervlaktewater van bijvoorbeeld 10 °C al worden volstaan. Alleen in de winter zou dit een probleem kunnen vormen omdat oppervlaktewater dan onder 7° C kan dalen en daarmee de verdampingscapaciteit in gevaar komt. Wordt een bron met hogere temperatuur benut, dan daalt de benodigde hoeveelheid water per uur en nemen de pompkosten af.

In het voorgenomen alternatief wordt restkoelwater gebruikt van de E.ON-centrale, dat met maximaal 55.000 m³/uur via een aanvoerleiding haar resterende warmte-inhoud afgeeft aan de ORV-verdampers. Hiermee kan in de meerderheid van de verdampingsbehoefte worden voorzien zonder luchtmissie, terwijl retourwaterstromen nagenoeg de originele oppervlaktewatertemperatuur zullen hebben.



Figuur 4.12: Opstelling 'Open Rack Vaporizers' (Transgas Atlantico, Sines, Portugal).

Het pure ORV-concept (Open Rack Vaporizers) is in de startnotitie al genoemd als voorgenomen activiteit. Niet uitgesloten wordt dat in het uiteindelijke ontwerp gekozen wordt voor een combinatie van ORV's en een aantal kleinere Shell & Tube (S&T)-verdampers. Voor dit type verdampers wordt binnen een gesloten systeem warm water (van meer dan 40 °C) als warmtebron benut. Dit warm water wordt dan verkregen via een eigen gasgestookt elektriciteitsopwekkingsstelsel dat via kleine gasturbines (2) of een aantal gasmotoren, zal voorzien in de eigen elektriciteitsbehoefte (tussen 30 en 40 MW_e) waarbij restwarmte maximaal wordt teruggewonnen (Co-gen).

Nergens in de warmte-uitwisseling staat het LNG/aardgas in direct contact met het voor opwarming gebruikte water. Ook komen er bij deze vorm van gecombineerde verdamping slechts in geringe mate verbrandingsgassen vrij. Elektriciteit wordt met name gebruikt voor het aandrijven van de bluswaterpompen, de compressoren en de lagedruk en hogedruk LNG-pompen.

Onafhankelijk van het voornemen om restkoelwater van de E.ON te betrekken, zal worden voorzien in een back-upvoorziening waar het gaat om water voor de verdamper. Binnen de inrichting van Gate terminal zal dan een (kleiner) inlaatstation worden gebouwd voor inname van oppervlaktewater.

Aardgasuitzending onder continue bewaking van kwaliteit en kwantiteit

De laatste proceshandeling in de terminal is de continue bemonstering van het verdampte aardgas op samenstelling en verbrandingswarmte. Ook wordt de hoeveelheid uitgezonden aardgas (de 'export') exact gemeten, zodat klanten een betrouwbaar overzicht krijgen van de hoeveelheid energie die de terminal aanlevert in het gastransportnetwerk van GTS.

Voor aansluiting van de LNG-terminal op het landelijke gastransportsysteem is een korte (< 1,2 km lengte) ondergrondse leiding voorzien die aansluit op het bestaande Gasunie Maasmondstation.

Capaciteit bestaand net

Het aardgas wordt via de bestaande hogedruk en hoogcalorische leiding A-624 van de GTS over de Maasvlakte naar Pernis getransporteerd (figuur 4.13). Deze leiding heeft een diameter van 36" (90 cm). In ditzelfde leidingtracé bevindt zich vanaf de Missouriweg een tweede leiding (A-536) met dezelfde diameter. Hiermee biedt het bestaande leidingnet in principe voldoende transportcapaciteit om het aardgas van de LNG-terminal af te voeren.

De netwerk operator 'Gas Transport Services (GTS)' zal regelmatig de behoeften van klanten in de LNG-terminal checken op hun lange termijn transportbehoeften. Dit wordt uitgedrukt in reserveringen van 'entry'- en 'exit'-capaciteiten, die hen toestaan netwerkoptimalisatieberekeningen uit te voeren en eventuele knelpunten in het net tijdig te identificeren. Worden knelpunten vastgesteld dan kunnen deze door de uitvoering van nieuwbouw of uitbreidingsprojecten worden opgelost conform het vigerende regulatieve proces. Gate terminal is als zodanig alleen rechtstreeks betrokken bij het creëren van de aansluiting op het nationale net en de verificatie dat haar klanten in de terminal ook de noodzakelijke reserveringen bij GTS hebben gemaakt.

Op het meet- en regelstation van de Gasunie te Pernis bestaat de mogelijkheid tot het bijmengen van stikstof, om hoogcalorisch aardgas (H-gaskwaliteit) voor een deel te kunnen converteren naar aardgas van Groningerkwaliteit (G-gas; met een lagere verbrandingswaarde). Waar het gas van het hoofdtransportnet overgaat in het regionale transportnet wordt de voor aardgas kenmerkende geurstof (odorisatie) toegevoegd. Dit gebeurt derhalve niet binnen de inrichting van Gate terminal.



Figuur 4.13: Bestaande aardgasnet Rotterdamse industriële regio.

4.2.9 Process control systems

De terminal zal worden uitgerust met een uitgebreid en geautomatiseerd controlesysteem om alle operationele handelingen te bewaken en te sturen. Dit omvat ondermeer het regelen van debieten in delen van de terminal, het starten en stoppen van individuele apparaten, het optimaliseren van de procesgang, het minimaliseren van energiegebruik en het signaleren van afwijkingen, waartoe ook een uitgebreid alarmmanagement en rapportagesysteem zal behoren.

Verder zullen ondersteunende systemen worden ingericht voor het bewaken van en rapporteren over de integriteit van de diverse componenten, het plannen van onderhoud en het voorraadbeheer van reserveonderdelen en verbruiksgoederen.

4.2.10 Safety control systems

Afblaasvoorziening

Om onder abnormale bedrijfsomstandigheden overdruk op een verantwoorde wijze naar de atmosfeer af te voeren, zal voorzien worden in een veiligheidsvoorziening. Het gaat daarbij om een fakkelininstallatie ('flare') of een afblaasvoorziening ('vent'). Het MER bevat de nadere onderbouwing voor de keuze (zie § 5.2.4) tussen een vent of een fakkel, waarbij veiligheids- en milieueffecten in beschouwing zullen worden genomen.

In de voorgenomen activiteit zal worden voorzien in een fakkelininstallatie, die met name tijdens de eerste opstartfase zal worden gebruikt om het overtollige afdampgas af te fakkelen (circa 4.000 ton LNG voor afkoelen eerste tank en opstarten send out). In latere operationele fasen van de terminal zal deze fakkelinrichting zijn gedoofd en voor het merendeel functioneren als een hoge 'vent stack' (afblaasinrichting), omdat emissies naar de atmosfeer dan incidenteel en beperkt in omvang zullen zijn, terwijl deze vorm de grootste voordelen in de zin van veiligheid biedt.

De enige omvangrijke reguliere stroom BOG, na de eerste opstartfase, zou zich voor kunnen doen tijdens groot onderhoud op de terminal. Mocht periodiek planmatig groot onderhoud toch plaatsvinden dan zal opnieuw voor een aantal dagen van de fakkel gebruik moeten worden gemaakt.

Voor het opvangen van calamiteiten is het gebruik van de vent meer dan adequaat. Deze afblaasvoorziening wordt dientengevolge slechts sporadisch en alleen in onvoorziene omstandigheden aangesproken. Binnen de reguliere bedrijfsvoering wordt alle BOG via de BOG-compressoren weer in het proces teruggebracht. Juist om deze reden is de BOG-header relatief groot gedimensioneerd.

Als back-up voor de centrale vent/flare stack worden ook op de tanks nog een serie Pressure Relief Valves met korte vent stack geïnstalleerd.

Conclusie: er is dus geen sprake van reguliere afblaas van overtollig aardgas. Het proces zal door deze opzet met uitzondering van de co-generatie een 'zero-emission' karakter hebben; behalve in de opstartfase (eenmalig) en tijdens periodiek groot onderhoud (vijf- à zesjaarlijks) zal er geen affakkelen van aardgas optreden en zal het afblazen van aardgas beperkt blijven tot incidenten.

Emergency Shut Down (ESD)

Het Emergency Shut Downstelsel zorgt ervoor dat bij calamiteiten, lekkage of te grote drukverschillen in het stelsel, een inblokstelsel in werking treedt en processen tot stilstand komen. De ESD-kleppen zijn gemonteerd in alle belangrijke verbindingen en leidingen in de terminal en in de transportleidingen. Deze kleppen zijn zodanig uitgevoerd dat zij in geval van nood, of bij het wegvallen van de ondersteunende systemen (zoals perslucht) altijd in de stand 'veilig' komen ('fail safe'). Dit komt omdat alle ESD-kleppen met een mechanische veersysteem ('spring return') zijn uitgevoerd.

De volgende vier ESD (Emergency Shut Down) procedures worden geïnstalleerd:

- ESD-1: bijvoorbeeld het LNG-schip drijft langzaam weg, of er wordt een lek, danwel brand geconstateerd, of de overvulbeveiliging van de opslagtanks treedt in werking. De pompen aan boord van het schip stoppen en de kleppen aan boord van het schip en op de steiger direct achter de losarm, op het land en bij de opslagtank sluiten zich;
- ESD-2: met name wanneer het LNG-schip snel wegdrijft en de losarmen dreigen te worden beschadigd. Twee kleppen aan het einde van de losarm sluiten zich. Door een klein, snelwerkend mechanisme tussen deze twee kleppen wordt de losarm losgemaakt van het schip (tijdsduur: typisch 5 tot 10 seconden). Normaliter zal voor het aanspreken van ESD-2 ook reeds ESD-1 in werking zijn getreden;
- ESD-3: bijvoorbeeld bij een lekkage of brand in het opslag- of procesdeel van de terminal, of indien het gas dat wordt uitgezonden te koud is ($T < 0^{\circ}\text{C}$), ofwel indien GTS de battery limit klep naar het gasdistributienetwerk gaat sluiten. De send out stopt automatisch door het trippen van de pompen (tijdsduur: < 3 seconden) en de ESD-kleppen sluiten zich;
- ESD-4: complete installatie stopt.

Over de uitvoering van het ESD-systeem kan het volgende worden opgemerkt:

- de ESD-kleppen hebben meestal een pneumatische sturing met elk een eigen drukvat accumulator die nog drie bewegingen toestaat. Indien ze elektronisch worden uitgevoerd, worden er extra zekerheden ingebracht;
- alle ESD-kleppen worden tijdens normale operatie niet gebruikt;
- alle ESD-kleppen springen in veilige stand indien het aansturingssignaal wegvalt (mocht zich bijvoorbeeld een probleem voordoen met signaalkabels);
- alle kleppen worden regelmatig getest;
- signaalkabels liggen waar mogelijk onder de grond (diepte: 60 cm) en, indien op een risicovolle plaats, beschermd door een RVS-goot.

Overdruk beveiliging in het HP-systeem

- Het hogedruk systeem is ontworpen op 140 bar, terwijl de operationele druk maximaal circa 80 bar is.
- De geïnstalleerde PRV's op of nabij de verdamper worden naar verwachting slechts één keer per tien jaar aangesproken (frequentie: 0,1/j).
- De maximale hoeveelheid gas die vervliegt, is een deel van de inhoud van een verdamper (maximaal 2 m³ LNG). Deze situatie komt alleen voor als een vroegtijdige sluiting van het meteringsysteem of battery limit klep zorgt voor het inblokken van LNG in de operationele verdamper. Normaliter zal het meeste LNG verdampt zijn voordat de benedenstroomse kleppen volledig zijn gesloten. Verdere drukopbouw in het ingeblokte systeem blijft ruimschoots onder de 140 bar g en dus zullen de veiligheidsniveaus niet worden aangesproken.
- In het detailontwerp zal door middel van dynamische processimulaties worden onderzocht of deze veiligheidsniveaus met ventpijp rechtsreeks naar de atmosfeer zullen emitteren, dan wel aansluiten op de lagedruk BOG-header.

Naast de installatie van Pressure Relief Valves op de hogedruk verdamper, zal ook bij het meteringsysteem een inrichting komen om middels gecontroleerd afblazen een metering run (12" of 16" diameter, maximale lengte 30 m, maximale druk 80 bar g) naar de atmosfeer af te blazen wanneer onderhoud of inspectie het uit bedrijf nemen noodzakelijk maakt. Daar deze inrichting zich dicht bij het terminal battery limit station bevindt is het niet praktisch deze stroom terug te voeren naar het procesgedeelte binnen de terminal, te meer daar de hoeveelheden beperkt zijn.

Detectie van lekken

Op alle relevante plaatsen binnen de terminal zijn detectoren voorzien. Het gaat daarbij om:

- gasdetectoren;
- warmtedetectoren (brand);
- koudedetectoren (ontsnappen LNG);
- visuele detectie (bijvoorbeeld bij losarmen), waarbij het waarnemen van een 'wolkje' gelijkstaat met het constateren van een gasontsnapping.

Indien er twee automatische detectoren in hetzelfde gebied afgaan, wordt de lopende operatie automatisch uitgeschakeld. Bij een enkel alarm wordt de operator de mogelijkheid geboden de situatie eerst te analyseren.

Voorzieningen bij brand

- Binnen de inrichting is de opslag van zoet leidingwater voorzien; voldoende om in geval van brand gedurende twee uur te kunnen blussen (nader te dimensioneren). De keuze voor de primaire inzet van leidingwater is voornamelijk bedoeld voor het uitvoeren van systeemtests, zodat bij deze tests de installatie niet wordt aangetast door zout water (corrosie). Verder zal voor het blussen gebruik worden gemaakt van zout oppervlaktewater uit de haven als verdere back-up (middels een dieselaangedreven pomp).
- In principe wordt de strategie gehanteerd dat, in geval van brand, deze wordt geïsoleerd door mogelijke voeding af te sluiten en vervolgens te laten uitbranden; water wordt dan gebruikt voor afkoeling van niet-brandende installaties/delen om verdere escalatie te voorkomen.
- Een optie van grootschalige inzet van schuiminstallaties wordt soms overwogen om gaswolkvorming tegen te gaan. Deze zijn echter zeer duur in onderhoud en vanuit bedrijfskundig oogpunt niet te prefereren in geval van een grote spil, omdat ze dan niet erg effectief zijn. Bovendien kan een inmiddels ontstoken brand beter uitbranden, dan dat er voortijdig pogingen tot blussen worden ondernomen (waarna de gaswolk zich kan verspreiden met risico van opnieuw ontsteken).
- Indien het detailontwerp dit vereist zal een selectief watergordijn (circa 15 m hoog) worden uitgewerkt op de scheiding tussen de LNG-terminalinstallaties en de MOT. In geval van een grote spil houdt dit watergordijn de koude gaswolk ook in extreme (met lage waarschijnlijkheid voorkomende) grotere lekkages grotendeels buiten het terrein van de MOT tot deze voldoende is opgewarmd en opstijgt. Deze optie kan ook voordelen bieden om de LNG-installaties te beschermen tegen branden bij de MOT en zodoende escalatie vanuit die hoek te voorkomen.

4.3 Overige aspecten van LNG-aanlanding

Op een aantal specifieke gebieden wordt in deze paragraaf specifiek ingegaan en zonodig terugverwezen naar de procesbeschrijving in § 4.2.

4.3.1 Samenstelling van LNG, vermijden van roll over

LNG bestaat uit een mengsel van een groot aantal elementen waarbij methaan CH_4 normaliter meer dan 90 % van het totaal uitmaakt, en gecombineerd met ethaan zelfs meer dan 95 %. Naast methaan en ethaan zijn in verschillende restconcentraties (afhankelijk van de herkomst van het LNG) van met name propaan, butaan en stikstof aanwezig. Verder bevat LNG minimale hoeveelheden zuurstof, zwavel en overige sporenelementen.

Onderscheid wordt gemaakt tussen 'licht' LNG en 'zwaar' LNG. Licht LNG bevat een hoger percentage aan methaan en minder andere stoffen dan zwaar LNG. Voordat met aanlanding wordt gestart wordt de samenstelling van het LNG op hoofdcomponenten en op gewicht bepaald uit de eigenschappen zoals gemeten op de plaats waar het schip is geladen en vervolgens geëxtrapoleerd naar eigenschappen bij aanlanding (na een aantal dagen waarbij lichte componenten dominant afdampen en gebruikt worden voor de voortstuwing van het schip). Deze voorspellingen zijn normaliter reeds zeer accuraat en staan de terminaloperator toe te beslissen te starten met het lossen van het schip bovenin en/of onderin de opslagtanks.

De initiële stroom van LNG die bij start van het lossen van een schip on-line op de steiger wordt geanalyseerd, geeft de operator een bevestiging dat de juiste keuze is gemaakt voor top- en/of bodemvulling van de tanks.

Bij de opslag van LNG in de opslagtanks wordt met de samenstelling en het gewicht rekening gehouden om roll-over te vermijden. Zo wordt licht LNG altijd onderin de opslagtank ingevoerd, waardoor het in de opslagtank zal opstijgen en zich beter mengen met het al aanwezige LNG (van andere samenstelling). Zwaar LNG daarentegen wordt boven in de LNG-tank gepompt, zodat het zich door de zwaartekracht mengt met de al aanwezige inhoud.

In geval zich veel licht LNG onderin de tank bevindt en dit onvoldoende is gemengd kan door een plotselinge omkeer van de inhoud (waarbij het zware LNG naar de bodem zakt en licht LNG komt opdrijven) veel turbulentie ontstaan; dit wordt aangeduid met een 'roll over'. Als gevolg hiervan ontstaat extra veel BOG. Afventen van BOG kan in dat geval noodzakelijk worden.

In een grootschalige importterminal, ingericht als base-load installatie, dus met het regelmatig vullen en legen van opslagtanks is ook het risico van roll-over beduidend kleiner dan bij een installatie van strategische cryogene opslag, zoals in Japan. Daar verandert de inhoud van een tank soms maanden niet en blijft alleen het rondpompen van LNG over om de inhoud in beweging te houden.

Tevens zijn de opslagtanks uitgerust met TLMD's (traveling density temperature meter) om de dichtheid en temperatuur van LNG op verschillende hoogtes in de tank te meten. Dit geeft de operator een vroegtijdige waarschuwing als zich een roll-over situatie zou dreigen te ontwikkelen. Dankzij deze voorzieningen zijn roll-overs zeer infrequente gebeurtenissen. Toch worden de veiligheidskleppen op de tank gedimensioneerd op een roll-over scenario, als meest conservatieve gebeurtenis.

4.3.2 Wijze en omvang van toevoer van LNG

In § 4.1.1 is aangegeven dat LNG wordt aangevoerd met LNG-schepen met een typisch laadvermogen van 120.000 tot 154.000 m³, waarbij doorgroei naar grotere volume's is voorzien, terwijl incidenteel ook een kleiner schip (vanaf ongeveer 65.000 m³) welkom zal zijn.

Bij de ontwerpcapaciteit van de terminal zullen naar verwachting ongeveer 180 schepen per jaar de terminal aandoen. In de eerste fase, bij 8 tot 12 BCM zal het aantal carriers beperkt blijven tot circa 100 tot 140 per jaar, waarbij gemiddeld elke 2,5 tot 3 dagen een LNG-schip de Maasvlakte aandoet om aan te landen bij de Gate terminal en in ongeveer 24 uur zijn lading zal lossen.

Met het aantal scheepsbewegingen bij ontwerpcapaciteit is in het hoofdstuk nautische veiligheid gerekend.

4.3.3 Wijze van lossen van LNG

In de procesbeschrijving (§ 4.2.2 en 4.2.3) wordt het proces van aanlanding en transport van LNG vanaf de steiger naar de opslagtanks beschreven. De lostijd van een LNG carrier bedraagt voor de huidige in de vaart zijnde schepen een etmaal (24 uur), inclusief het afmeren en het doorlopen van alle veiligheidsprocedures rond aankoppelen, lossen, afkoppelen en gereed maken voor vertrek.

Bij een pompdebiet van 12.500 m^3 per uur varieert de zuivere lostijd. Voor de huidige vloot is sprake van een lostijd van circa 15 uur (rekening houdend met het feit dat vele bestaande schepen dit hoge debiet niet halen). Voor de grotere, in aanbouw zijnde, LNG-schepen van het type 'Qatar-flex' kan de lostijd oplopen tot circa 20 uur.

De losprocedure ziet er als volgt uit:

- 1 uur aanmeren
- 2 uur protocollen/lading meten/armen aansluiten e.d.
- 1 uur losarmen afkoelen met LNG en daarna geleidelijk meer pompen opstarten
- 15 uur lossen op nominale capaciteit (bepaald door limieten terminal en schip)
- 1 uur pompen afbouwen wanneer de scheepstanks leeg raken
- 2 uur protocollen/meten/ armen drainen en loskoppelen/communicatiekabels terugalen.
- 1 uur wegvaren

Doel is, binnen 24 uur weer weg te zijn.

De afstand waarover het LNG moet worden getransporteerd naar de opslagtanks is circa 1.200 meter via het voorgenomen tracé en circa 1.000 meter via het naderhand geformuleerde voorkeustracé.

De tegendruk ('back pressure') die moet worden overwonnen om LNG van het schip in de opslagtanks te lossen, bedraagt circa 1,2 bar (circa 25 meter vloeistofkolom) verschil tussen scheepsaansluitingen ('manifold') en het hoogste punt van de losleidingen (op circa 45 m+ NAP). Hier heeft de situatie op de Maasvlakte het voordeel dat de opslagtanks op een relatief laaggelegen terrein kunnen worden gebouwd, waardoor de statische opvoerhoogte geen probleem vormt, terwijl de lengte van de losleidingen ook bescheiden blijft.

De LNG-pompen in de schepen, die zorgen voor het transport vanuit het schip via de losarmen en de steiger naar de opslagtanks kunnen deze druk moeiteloos overbruggen. Wel wordt bij het opstarten van de aanlanding het transport langzaam gestart, om eerst de armen te koelen. Daarna wordt steeds een pomp bijgeschakeld totdat het debiet van $12.500 \text{ m}^3/\text{uur}$ en een werkdruk van 4-5 bar zijn bereikt. Het afschakelen van de aanlanding vindt ook fasegewijs plaats, omdat niet alle scheepstanks gelijktijdig leeg raken. Hiermee worden normaliter ook plotselinge drukgolven in de transportleiding vermeden. Gedurende het rondpompen van LNG voor koeling van de leidingen is een werkdruk van maximaal 9 bar voorzien.

4.3.4 Stikstofvoorziening

Externe stikstof levering via aansluiting op Europoort netwerk

In het Rijnmondgebied wordt een groot aantal fabrieken voorzien van stikstof door een tweetal bestaande leidingnetten. Een van deze leidingnetten kan worden doorgetrokken naar de Gate terminal en biedt de mogelijkheid om de maximale behoefte aan stikstof af te dekken. Als back-up kan worden teruggevallen op stikstofaanvoer via de weg, hetgeen zeker nodig zal zijn tijdens het opstarten, wanneer cryogeen stikstof zal moeten worden geïnjecteerd om de grote diameter-losleidingen voor te koelen, alvorens LNG (dampen) kunnen worden geïntroduceerd.

De exacte stikstofbehoefte in het operationeel bedrijf is nog niet bepaald, daar dit mede afhangt van de kwaliteiten LNG die de diverse klanten denken te gaan aanvoeren in combinatie met de maximale Wobbe-index die GTS uiteindelijk zal toestaan op het entrypunt bij de Maasmond. Uitgaande van een maximale netwerk-Wobbe van circa $56 \text{ MJ/m}^3(\text{n})$, wordt verwacht dat gemiddeld minder dan 20 ton stikstof per uur nodig zal zijn met incidentele pieken tot 40 ton/uur.

Voor de stikstofvoorziening van de terminal wordt aansluiting gezocht op externe stikstoflevering via het Europoortleidingnetwerk. Als veiligheid in de continuïteit van levering van stikstof zal mede worden voorzien door een eigen cryogene stikstofopslag, waarbij intelligent gebruik zal worden gemaakt van koude energie, aanwezig in voor verdamping aangeboden LNG. Voor deze cryogene opslag zal een vloeibare stikstofopslag van circa 200 m³ worden neergezet om eventuele pieken in vraag te kunnen beantwoorden en ook te dienen als buffer voor een ongestoorde interne stikstofvoorziening.

Door de installatie van een cryogene opslagtank en stikstofverdamper blijft ook de levering van stikstof via vrachtwagens als back-up tot de mogelijkheden behoren, daar de leveringszekerheid in gevaar zou komen als de terminal niet in staat is aardgas binnen de netwerkspecificaties te exporteren.

4.3.5 Gaslevering aan derden

Gaslevering vindt uitsluitend plaats via de 36" hogedruk leiding van de Gasunie. Er zal vanuit het terminalterrein geen LNG worden uitgeleverd per vrachtwagen of spoorketelwagen. In de toekomst kan er sprake zijn van overslag van LNG op lokale kleinere LNG-coastercarriers, waarmee kleinere havens of satellietterminals op afstand kunnen worden bediend. Vooralsnog wordt dit niet meegenomen in de aanvraagprocedure voor de vergunning op grond van de Wet milieubeheer. Ook is er vooralsnog geen rekening mee gehouden in de uitwerking van de nautische veiligheid. Levering rechtstreeks aan naburige bedrijven is op dit moment geen optie en de kans dat deze mogelijkheid zich in de toekomst gaat voordoen is klein, gezien de terreinruimte die rondom de Gate terminal beschikbaar is.

4.3.6 Minimalisatie energiegebruik

Gate terminal streeft een synergie-model na wat betreft de energie voor de verdamping van het LNG; vertrekpunt daarbij is een economisch optimaal energieplaatje. Daarmee wordt, gezien de omstandigheden en de ligging van de terminal, maximaal ingezet op benutting van aanwezige koude-energie in het LNG. Los daarvan wordt in de verdampfingsvarianten ook de mogelijkheid van eigen elektriciteitsopwekking met toepassing van de restwarmte voor verdamping van LNG opgenomen.

De volgende mogelijkheden voor toepassing de aanwezige koude-energie in LNG worden onderkend:

- het (gedeeltelijk) wegkoelen van restwarmte van derden;
- gebruik van koude voor industriële gasscheiding;
- opslag van koude voor externe toepassing;
- cryogene stikstof (N₂)-productie.

Het (gedeeltelijk) wegkoelen van restwarmte van derden;

Door het synergieprincipe toe te passen en met externe partijen tot overeenstemming te komen over de levering van warm water, wordt deze optie in een variant uitgewerkt. De energie die nodig is om op de Gate terminal het LNG te verdampen tot aardgas is in de vorm van 'koude energie' in principe beschikbaar, maar in de praktijk zeer moeilijk hoogwaardig in te zetten.

Gebruik van koude voor industriële gasscheiding

Dit betreft een potentiële externe activiteit waarbij koude naar buiten de Gate terminal wordt geëxporteerd. Indien zich nabij de inrichting een bedrijf zou vestigen dat hoogwaardige koude kan benutten in zijn cryogene productieprocessen, dan is het in principe mogelijk om deze koude daarheen te transporteren.

Opslag van koude voor externe toepassing

Koude kan worden opgeslagen in de bodem. Dit is een uitontwikkelde technologie waarbij relatief warm grondwater uit een geschikte bodemlaag (aquifer) wordt opgepompt, de warmte wordt afgegeven aan het LNG en het afgekoelde water met een temperatuur van circa 0 °C weer in de bodem wordt gebracht. Dit zal alleen haalbaar zijn indien een ander bedrijf de koude in de grond weer benut voor koeldoeleinden. Het is namelijk niet toegestaan de bodem permanent af te koelen. Bovendien zou in de gebruikte aquifer de warmte opraken en er zou dus geen sprake zijn van continuïteit in de warmtelevering.

Door de bodem op een aanzienlijke diepte te benutten als opslagmedium voor koude, is het denkbaar dat bedrijven die op grotere afstand van de Gate terminal zijn gelegen, uit diezelfde aquifer koude onttrekken en warmte invoeren. Daarmee ontstaat dan evenwicht in de in- en uitgaande energiestromen en is de situatie in beginsel vergunbaar door het bevoegd gezag. In hoeverre deze optie ook economisch haalbaar is, wordt vooralsnog niet verder onderzocht.

Toepassing in eigen stikstofvoorziening

Deze optie is technisch haalbaar en zou ook zinvol zijn gezien de grote hoeveelheid stikstof die op de Gate terminal vereist is. Markttechnisch gezien is er echter een overschot aan luchtsplitsingscapaciteit in het Rijnmondgebied. Geproduceerd zuurstof zal dan moeilijk tot zeer moeilijk afzetbaar zijn. Bovendien is op de Gate terminal geen ruimte beschikbaar om een additionele luchtsplitsingsfabriek bij te bouwen. Het is economisch aantrekkelijker om stikstof via een aftakleiding aan te voeren vanuit het Rijnmond supply system (zie § 4.3.4).

Cryogene stikstofproductie

Voor de eigen ongestoorde stikstofvoorziening op de terminal overweegt Gate terminal het gasvormige stikstof, dat per pijpleiding wordt aangevoerd vanuit het Europeoortnetwerk (zie § 4.3.4), voor een deel op te slaan in vloeibare vorm onder cryogene omstandigheden (bij -180 °C). Daarvoor kan een deel van de koude energie in het LNG worden benut. Deze buffer voorziening kan in potentie worden uitgebreid tot een cryogene stikstofopslaginstallatie, waaruit ook cryogene stikstof aan derden kan worden uitgeleverd, als peakshaver in het gebied.

5 Varianten

5.1 Overzicht van varianten

Voor de totale Gate terminal is sprake van een aantal inrichtings- en technische varianten van onderdelen van de installatie. In de navolgende paragrafen worden deze varianten beschreven. In deze paragraaf wordt eerst een totaaloverzicht gegeven van de te behandelen alternatieven en varianten.

Voor wat betreft het nulalternatief, waarbij de voorgenomen activiteit niet doorgaat, wordt opgemerkt dat dit in hoofdstuk 6 nader aan de orde komt, wanneer nader op de autonome ontwikkeling van het gebied wordt ingegaan. Het meest milieuvriendelijke alternatief (MMA) zal op basis van de overwegingen in het MER nader in hoofdstuk 8 worden gedefinieerd op basis van de onderscheiden varianten.

A1: Varianten leidingtracé van steiger naar opslagtanks

- De voorgenomen variant is de rechthoekvariant (A1V) langs de opslagtanks van de MOT. De lengte bedraagt circa 1.200 meter. Met aanleg iets onder maaiveld kent deze variant de eenvoudigste ondersteuning. Leidingen zo veel mogelijk onder maaiveldhoogte met kruisende wegen eroverheen en betonnen bruggen (overkluizingen) voor kruisende oliepijpleidingen. Het tracé ligt nabij gebied waar nog een aanvullende crude-tank door MOT kan worden gebouwd;
- Alternatief (A1A) is de variant langs het waterkanttalud van het MOT-terrein. Met aanleg iets onder maaiveld kent deze variant eveneens de eenvoudigste ondersteuning. A1A biedt de kortste leidingafstand (1.000 meter) van de LNG-steiger tot de tanks en de kortste (= kleinste) inblokeenheden. Leidingen zo veel mogelijk onder maaiveldhoogte met kruisende wegen eroverheen en betonnen bruggen (overkluizingen) voor kruisende oliepijpleidingen;
- Tweede variant: leidingen in een tunnel (A1B). Deze variant is minder relevant omdat:
 - de leidingen niet langs de openbare weg liggen;
 - de leidingen op een permanent bewaakt en gecontroleerd terrein liggen;
 - er geen directe visuele controle op de leidingen mogelijk is wanneer deze in een tunnel liggen,
 - er geen visuele controle mogelijk is bij commissioning (afkoelen).Bovendien zitten aan deze variant extra constructie-inspanningen vast, met de daaraan verbonden risico's.
- De derde variant is een dubbele containmentleiding (A1C), waarbij interne spanningen in het leidingmateriaal worden opgevangen door keuze van een meer exotisch (Invar) leidingmateriaal. Daardoor zijn er in het tracé krimp/uitzetlussen in de leiding nodig en dus wordt de inhoud van de leiding kleiner, aangezien deze korter wordt uitgevoerd. Dit concept heeft zich echter nog onvoldoende bewezen (non-proven technology) en wordt daarom niet verder in beschouwing genomen.

A2: Varianten voor het fakkel-/afblaassysteem (flare/vent)

- Voorgenomen alternatief is een hoge ventpijp, die afzonderlijk tijdelijk kan worden ontstoken en op die wijze als fakkelinstallatie fungeert (A2V);
- Variant 1 (A2A): is de klassieke fakkelinstallatie met permanente vlam, uitgevoerd als torenfakkel of als grondfakkel;
- Variant 2 (A2B): hierbij wordt ook bij commissioning en langere shutdowns (ieder 5-6 jaar tijdens inspecties gedurende 4-5 dagen) gevent.

A3: Varianten energievoorziening en verdamping

- Voorgenomen variant (A3V): koelwater afkomstig uit het E.ON-koelwaterbassin met alleen ORV's (350 MW_{th}); de basissynergievariant;
- Variant 1 (A3A): koelwater afkomstig uit het E.ON koelbassin t.b.v. ORV's (280 MW_{th}), in combinatie met een gesloten systeem S&T-verdampers met gasturbine (2 x 15-20 MW_e; 80 MW_{th}); het zogenaamde hybride model;
- Variant 2 (A3B): gesloten systeem vanuit E.ON-warmwatercircuit (condensatiewater) met S&T-verdampers (350 MW_{th}); de optimale synergievariant, gezien vanuit de optiek van Gate terminal;
- Variant 3 (A3C): gesloten systeem met gasturbines (2 x 90 MW_e + heaters) in samenhang met S&T-verdampers. Hiermee wordt meer elektrische energie opgewekt dan er voor de eigen behoefte noodzakelijk is; er is altijd sprake van verplichte levering aan derden. Door de financiële onzekerheden en het ruimtebeslag dat deze variant zou eisen wordt deze variant als minder aantrekkelijke gezien;
- Variant 4 de oorspronkelijke 'Zeebrugge-variant' (A3D); gebruik van Submerged Combustion Vaporizers (SCVs), een verdampingsvariant die niet gebaseerd is op het doorstroomprincipe. Dit systeem gebruikt ongeveer 1,5 % van de LNG-terminal doorzet en is daarmee een zeer dure variant qua operationele kosten;
- Variant 5 (A3E); gebruik van (zout) oppervlaktewater en ORV's, aangevuld met SCV's (of heaters) voor bijstook in de winterperiode. Dit alternatief heeft geen synergie in zich.

A4: Varianten inde bouw van de opslagtanks

- Voorkeuralternatief (A4V): is tanks op maaiveldhoogte te bouwen ('above ground');
- Variant 1 (A4A): het verdiept aanleggen van de tanks ('in pit');
- Variant 2 (A4B): de tanks geheel situeren in de grond ('in ground');
- Variant 3 (A4C): tanks gespiegeld bouwen aan de noordzijde van het terrein.

A5: Varianten duinhoogte Papegaaiëbek-eiland

- Voorgenomen variant (A5V): het opzetten van een duin tot een hoogte van circa 7 meter boven maaiveld dat op 5 tot 6 meter boven NAP ligt (totaal NAP + 12-13 m);
- Variant 1 (A5A): het opzetten van een duin met een hoogte van 15 meter boven maaiveld (totaal circa NAP + 20-21 m);
- Variant 2 (A5B): het afzien van het opzetten van een duin c.q. het handhaven van de bestaande hoogte op 5 tot 6 meter boven NAP.

A6: Varianten verlichting

- Voorgenomen variant (A6V): maximale afscherming van verlichting naar buiten de terminal en maximaal lage verlichtingsniveaus waarbij veiligheid nog is gegarandeerd;
- Variant 1 (A6A) met standaard verlichtingsniveaus op 30 tot 90 lux, afhankelijk van de positie op de terminal en afhankelijk van activiteiten ter plaatse tijdelijk hogere verlichtingsniveaus. Hogere verlichtingsniveaus tijdens de bouwfase, waarbij betonstorten in volcontinu proces ook 's nachts plaatsvindt;
- Variant 2 (A6B): aangepaste lichtkwaliteit/kleur afgestemd op minimale milieueffecten.

5.2 Nadere uitwerking van varianten

5.2.1 A1: Varianten leidingtracé van steiger naar opslagtanks

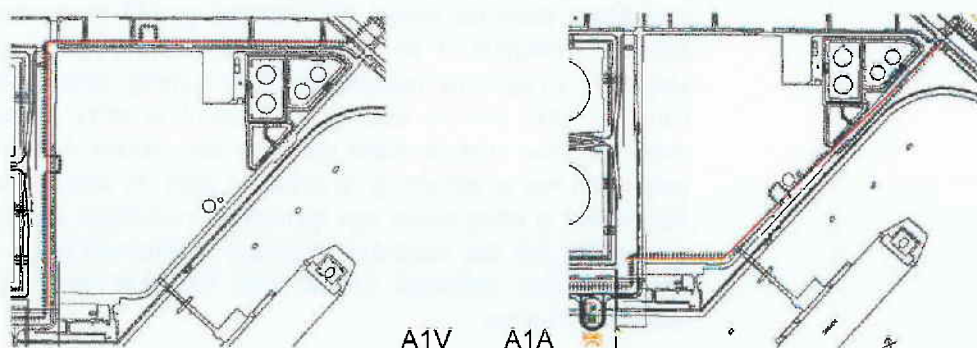
A1V Voorgenomen variant: Rechthoekvariant langs de opslagtanks van de MOT.

Bij dit tracé is de afstand tussen steiger en tanks circa 1.200 meter. De leidingen worden zo veel mogelijk net onder maaiveldhoogte aangelegd met kruisende wegen eroverheen. Bij kruisende wegen worden betonnen afschermingsmuren voorzien om aanrijding van lokaal aanwezig werkverkeer (van o.a. de MOT) met de LNG-transportleiding te voorkomen.

Nadeel van deze variant is dat de bouw grotendeels geschied in een bestaand olieleidingtracé, waar dan fysieke afscheiding (bijvoorbeeld in de vorm van betonnen wanden) moet worden gezocht. Door deze parallelle loop bestaan er ook risico's van effecten op bestaande MOT-operaties tijdens de constructiefase. Verder loopt dit tracé dicht langs een tweetal bestaande crude-tanks, en wordt het mogelijk aan zuidoostelijke kant nog verder ingesloten door de laatste locatie waar de MOT nog een nieuwe tank zou kunnen bouwen.

Er vinden langs dit tracé minder activiteiten plaats (niet gelegen langs loswal) dan in de hierna benoemde variant A1A, zodat het risico van mogelijke beschadiging van de LNG-transportleiding kleiner is. Ondersteuning dienen wel optimaal tegen aanrijdingen te worden beschermd.

Door de langere afstand ten opzichte van de ander A1-varianten is er sprake van een grotere inbloekeenheden. Hierdoor zal het 'worst case'-scenario, waarbij een gat in de leiding wordt geslagen en de inhoud van een ingeblokte leiding naar buiten stroomt, grotere gevolgen hebben zoals plotselinge afkoeling van de olieleiding van de MOT.



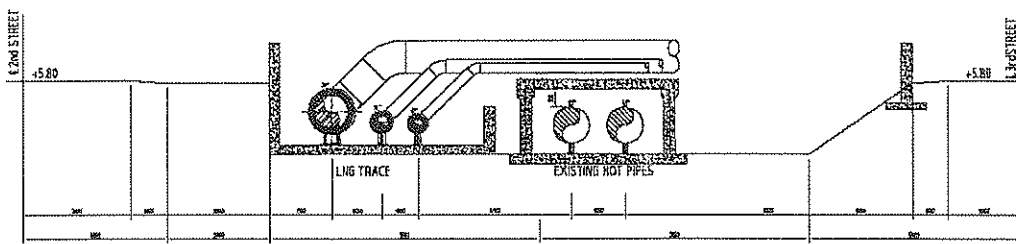
Figuur 5.1: De voorgenomen variant (A1V) en variant A1A voor de LNG-verbindingsleiding tussen steiger en opslagtanks.

A1A Variant: Taludvariant langs het MOT-terrein

Dit tracé biedt de kortste leidingafstand van de steiger tot de tanks (1.000 meter) en de kleinste inbloekeenheden. De leidingen worden zo veel mogelijk net onder maaiveldhoogte aangelegd met kruisende wegen eroverheen. Bij kruisende wegen worden betonnen afschermingsmuren voorzien om aanrijding van lokaal aanwezig werkverkeer (van o.a. de MOT) met de LNG-transportleiding te voorkomen.

Het voordeel van dit tracé is de relatief grote afstand tot de olie- en opslaginstallaties van de MOT, waardoor risico's voor de leiding als gevolg van calamiteiten bij de MOT worden beperkt. Door de kortere leidingafstand en kleinste inbloekeenheden is deze variant gunstig voor de externe veiligheid. Zowel lekdetectie als reparatie van de LNG-leiding zijn bij plaatsing met een tracébodem net onder het bestaande maaiveld eenvoudig. Bovendien is dit de goedkoopste variant en heeft het de geringste risico's voor bestaande MOT-operaties.

Evenals bij A1V zal ook bij dit tracé een tweetal olieleidingtracés van de MOT worden gekruist. Hier zijn betonnen overkluizingsvoorzieningen noodzakelijk (zie figuur 5.2) om de bereikbaarheid van de kruisende tracés te garanderen zonder grotere risico's voor de LNG-transportleidingen (bijvoorbeeld bij brand in het onderliggende tracé van een olieleiding).



Figuur 5.2: Betonnen overkluizing bij het kruisen van olieleidingtracés van de MOT.

A1B Variant 2: Leidingen in tunnel onder maaiveld

Dit alternatief kent eveneens voor- en nadelen. Door de tunnelling is er sprake van vergaande beperking van risico's van beschadiging door bouw-, graaf- en andere activiteiten op maaiveldhoogte. Nadelen zijn de dure constructie, de extra constructierisico's en de vrijwel onmogelijke controle op correct afkoelen en thermische contractie, de onmogelijkheid van visuele inspecties (o.a. op integriteit van leidingisolatie, ondersteuning en eventuele lekkage van LNG). Bij ligging in een tunnel gelden uitgebreide eisen ten aanzien van detectiesystemen middels instrumentatie. Daarnaast dient de tunnel met stikstof gevuld te worden om de vorming van een explosief mengsel in de tunnel te voorkomen bij een onverhoopte lekkage. Deze variant is volgens de rekenregels zeer gunstig voor de externe veiligheid omdat de kans op falen van de leiding sterk wordt beperkt. Feitelijk zal het faalkans echter overeenkomen met de kans op falen van variant A1A, omdat daar ook rekening is gehouden met overkluizing op plaatsen waar dit voorzienbaar is.

Als variant is deze opzet van leidingbouw kostbaar en niet direct noodzakelijk, zeker gezien het feit dat varianten met een traditioneel tracé net onder maaiveld geheel liggen in een beheerst gebied met beperkte toegang en een 'permit to work' veiligheidsregime.

A1C Variant 3: Dubbel containmentleidingen

In deze variant wordt een dubbele containment voorzien in de leidingopzet, waarbij interne spanningen in het leidingmateriaal worden opgevangen door de keuze van een exotisch Invar (= 36 % nikkel) binnenleiding. Daardoor zijn geen krimp/uitzetlussen in de leiding nodig en wordt de inhoud van de leiding iets kleiner, omdat deze korter wordt uitgevoerd. Dit concept is echter nog non-proven technology en wordt om die reden niet verder in beschouwing genomen, daar procedures voor bijvoorbeeld het ontwikkelen van grotere lassen in Invar materiaal nog moeten worden bevestigd. Daarnaast blijft kostenbeheersing van dit prototype alternatief momenteel een vraagteken, evenals de wens tot tijdige realisering. In termen van routing zou deze variant eenzelfde tracé kunnen volgen als A1A, waarbij de leidingen geheel ingegraven zouden kunnen worden geïnstalleerd.

5.2.2 A2: Varianten voor de affakkelen en afblazen

Gate terminal heeft door Tractebel Engineering een voorstudie laten verrichten naar de mogelijkheden voor een fakkel- of ventinstallatie. De uitkomsten uit dit onderzoek, dat bijgevoegd is als bijlage 9 bij dit MER, zijn meegenomen in de afwegingen van Gate.

A2V Voorgenomen variant: Hoge vent te ontsteken als fakkelinstallatie

De wijze waarop Gate terminal omgaat met BOG (Boil Off Gas) is gebaseerd op het uitgangspunt van 'zero emission'. Het systeem is zodanig ontworpen dat tijdens normale operatie alle BOG via de BOG-header kan worden verwerkt en teruggevoerd in de LNG-stroom. Als noodvoorziening zal voorzien worden in een separate afblaasinstallatie, waardoor de afblaas van in hoofdzaak methaan bij ongeregelde operatie op een hoogte van circa 40 m zal plaatsvinden, zodat de eventuele koude gaswolk het maaiveld niet zal bereiken.

Deze afblaasinrichting is ongeregeld en alleen bij kleinschalig onderhoud of calamiteiten in gebruik. De uitvoering van deze separate hoge vent zal zodanig zijn dat die ook gebruikt kan worden als fakkel (aangestoken vent). Op deze manier kan overtollig BOG dat moet worden afgevoerd bij het opstarten van de inrichting (circa 4.000 ton LNG) en tijdens eventueel grootschalig onderhoud/inspectiestop (om de zes jaar) geconditioneerd worden verbrand.

Dus: bij normaal bedrijf functioneert de vent gewoon als vent. Daarbij is deze in principe niet in gebruik, behoudens calamiteiten en onvoorziene overdruksituaties. Bij onderhoud met relatief veel gas en stikstof kan dit afgevent worden en kan de vent desgewenst weer worden ontstoken.

Er zal geen sprake zijn van een permanente stand-by-fakkel met waakvlam systeem. Dit kost relatief veel gas en is in de opstelling van de Gate terminal overbodig.

A2A Variant 2: Klassieke fakkel met permanente vlam, als toren- of grondfakkel

Bij een continu operationele fakkelinrichting wordt aardgas verbrand. Daarmee wordt voorkomen dat onverbrand aardgas als afblaas in de lucht wordt uitgestoten en voor een bijdrage aan het broeikas effect zorgt. De afweging welk effect domineert (kleine hoeveelheden onverbrand methaan of een continue emissie van CO₂ door de fakkel), valt in het voordeel van afblazen uit. Daarom is een continue fakkelinstallatie geen zinvol alternatief.

In de afweging torenfakkel versus grondfakkel is, bij continue werking, de grondfakkel licht in het voordeel (vanwege licht- en geluidseffecten en omdat de torenfakkel een grotere ontstekingskans geeft voor gaswolken van derden). Daar staat tegenover dat in dat geval een grondfakkel wel een continue ontstekingsbron vormt op de locatie zelf, hetgeen vanuit veiligheidsoverwegingen niet gewenst is.

A2B Variant 3: In alle gevallen afblazen, ook bij commissioning

Het afblazen van vrijkomend BOG tijdens de opstartfase (en na groot onderhoud) wordt wegens de grote hoeveelheden LNG (circa 4.000 ton) niet als realistisch gezien. Het is nadelig voor de luchtverontreiniging en draagt bij aan het broeikaseffect. Het affakkelen van deze hoeveelheid aardgas vormt weliswaar verspilling van energie maar diezelfde hoeveelheid energie gaat ook verloren bij afblazen. Het broeikaseffect van het afblazen van 1 ton onverbrand CH_4 is veel groter dan het effect van het affakkelen van diezelfde ton CH_4 waardoor 3 ton CO_2 wordt geëmitteerd. CH_4 heeft een groter broeikaseffect (factor 7) dan CO_2 .

5.2.3 A3: Varianten energievoorziening LNG verdamping

Gate terminal heeft door Tractebel Engineering laten nagaan welke opties open stonden om de verdamping binnen de inrichting nader in te vullen. De uitkomsten uit dit vooronderzoek zijn bij de uitwerking van de navolgende varianten betrokken.

A3V Voorgenomen variant 1: Basis synergie model met E.ON-koelwater en ORV's

Hierbij wordt koelwater uit het E.ON-koelwaterbassin gebruikt. Dit koelwater komt vanuit de E.ON-centrale (3 units) en is uiteindelijk gemiddeld circa 7°C in temperatuur verhoogd ten opzichte van de oorspronkelijke koelwaterinname door E.ON. Het aantal units dat op dit bassin loost garandeert ook een hoge beschikbaarheid, terwijl in de zomermaanden het water zelfs bij complete shut down van de installaties warm genoeg blijft voor LNG-verdamping.

Het water wordt met een gemiddelde temperatuur van circa $15\text{--}20^\circ\text{C}$ naar de LNG-terminal gepompt en in (relatief dure) 'Open Rack Vaporizers' (10 ORV's; $350\text{ MW}_{\text{th}}$) gebruikt voor verdamping van LNG. De investeringskosten zijn relatief hoog voor de verdamper en ook voor het bijna 6 km lange verbindende leidingsysteem, maar biedt daarentegen eenvoudige operaties, goed regelbaar met hoge beschikbaarheid en zonder emissies naar de lucht.

Het met ongeveer 7°C afgekoelde water kan direct op oppervlaktewater worden geloosd en veroorzaakt geen warme of koude pluim, omdat de temperatuur weer ongeveer zeewatertemperatuur zal zijn. Op deze wijze wordt aan E.ON extra koelcapaciteit beschikbaar gesteld, met een volume dat door Gate terminal wordt onttrokken aan het koelwaterbassin van E.ON. Met E.ON is een akkoord bereikt over continue levering van opgewarmd water uit het koelwaterbassin.

Het laat zich aanzien dat deze variant niet geheel kan voorzien in de volledige verdampingsbehoefte voor 16 BCM met swing, door de relatief hoge investeringskosten.

A3A Variant 1: Hybride model met gebruik van koelwater uit het koelwaterbassin van E.ON, ondersteund door een Co-gen voor eigen elektriciteitsopwekking

Deze variant is gebaseerd op variant A3V, maar dan met een aantal ORV's minder. Met behulp van 8 (plus 1 geïnstalleerde reserve) ORV's (280 MW_{th}) wordt voorzien in het merendeel van de verdampingsfaciliteit. Hiertoe wordt tot maximaal 45.000 m³ per uur aan restkoelwater onttrokken aan het koelwaterbassin van E.ON (ca. 15-20 °C en gemiddeld 7 tot 10 graden warmer dan het water in de haven).

Daarnaast is ervoor gekozen om te voorzien in de eigen elektriciteitsbehoefte (Co-gen) met twee 15-20 MW_e gasturbines (40 MW_{th}/stuk) of meerdere gasmotoren, die ieder twee S&T-verdampers voeden met warm water, eventueel voor verhoging van de overall-beschikbaarheid. Als noodvoorziening (back-up) worden twee industriële waterheaters geplaatst voor de additionele energievoorziening van de S&T-verdampers ingeval van uitval van de gasturbines in de winterperiode.

In deze variant wordt de eigen elektriciteitsopwekking grotendeels onafhankelijk gemaakt van het publieke net en daardoor economisch interessant. Door gebruik van de GT wordt een hoogefficiënte energie-inzet bereikt, omdat alle restwarmte van de GT naar de verdampers gaat. Voordelen van eigen energievoorziening zijn onder andere: continuïteit, bedrijfszekerheid, en geringere afhankelijkheid van derden.

A3B Variant 2: De optimale synergie variant met water van E.ON op een hoger temperatuurniveau, in combinatie met kleinere S&T-verdampers.

In deze variant wordt in plaats van water uit het koelwaterbassin, water direct uit het condensorcircuit van de E.ON-centrale afgetapt. Dit water is 40 tot 70 °C warm en biedt door de hogere watertemperatuur de mogelijkheid om met kleinere en goedkopere Shell & Tube (S&T)-verdampers te werken. De aanvoer van het warme water over een afstand van ruim 6 km zal via een aanvoer- en retourleiding plaatsvinden.

Deze variant wordt als theoretische variant in beschouwing genomen, aangezien inmiddels uit overleg met E.ON gebleken is dat deze variant noch haalbaar, noch levensvatbaar is. Het verlies aan elektriciteitsproductie zou significant zijn; feitelijk zou hiermee een vorm van elektrische verdamping worden geconstrueerd, waarbij de emissies naar de lucht (bij E.ON) en bijbehorende operationele kosten aanzienlijk zouden zijn.

A3C Variant 3: Co-gen variant op eigen stookinstallaties

In deze variant wordt geen warmte van derden betrokken maar wordt alle warmte voor de verdamping van LNG in eigen beheer opgewekt. Dit gebeurt echter wel zeer efficiënt met gasturbines (2 x 90 MW_e), waarbij hoogwaardige elektriciteit wordt opgewekt en de restwarmte voor de verdamping van LNG wordt benut. Hiermee wordt echter zoveel elektrische energie opgewekt dat er altijd sprake is van gedwongen substantiële levering aan derden en daarmee is dit een minder aantrekkelijke variant door de bijbehorende tariefonzekerheden. Daarnaast spelen overwegingen van beperkte beschikbare ruimte voor Gate terminal (of eventueel nieuwe burens), het afdwalen van de kernactiviteiten, en een verwachte hoge vlucht in nieuw opgesteld elektrisch vermogen met bijbehorende technische en opbrengstdruk een belangrijke rol. In deze variant zou volledig worden gewerkt worden met de kleinere S&T-verdampers.

A3D Variant 4: Oorspronkelijke Zeebrugge-variant met Submerged Combustion Vaporizers

In deze variant wordt geen warmte van derden benut maar wordt gebruik gemaakt van Submerged Combustion Vaporizers. Dit onderwater verbrandingssysteem is geïnstalleerd bij de LNG-terminal te Zeebrugge in België. In deze variant zijn de verdamper niet aangesloten op een groot waterleidingsysteem, hetgeen een duur element is binnen deze variant. De SCV bestaat uit een waterbak waarin de LNG-warmtewisselaar is gemonteerd. Het waterbad wordt verwarmd door een onderwater gasvlam, welke werkt door middel van een grote luchtventilator (500 tot 600 kW per SCV). De grootste bewezen afmetingen van SCV's zijn momenteel 150 ton/uur, ofwel ongeveer 80 % van de grootste ORV's, zodat meer units nodig zijn.

De verbrandingsgassen stromen door het waterbad en verwarmen dit tot circa 45 °C. Dit is tevens ook ongeveer de stack-emissietemperatuur. De emissiekwaliteiten zijn low-NO_x, maar het waterbad moet regelmatig gespuid en geneutraliseerd worden vanwege de uitwisseling met verbrandingsgassen.

De SCV's zijn minder eenvoudig terug te regelen dan S&T- en ORV-units en vergen ook meer onderhoud.

Het grootste nadeel van deze opstelling is dat dit systeem circa 1,5 % van de LNG-doorzet van de terminal puur voor verwarmingsdoeleinden gebruikt, zonder verdere synergie en daarmee is dit een onaanvaardbaar dure variant, gezien vanuit de operationele kosten. Daarom wordt deze variant niet verder in beschouwing genomen.

A3E Variant 5: Direct gebruik van oppervlaktewater met ORV's

Het gebruik van zeewater voor de energievoorziening van de Open Rack Vaporizers heeft met name in de winterperiode beperkingen. Aanvulling van warmte is noodzakelijk, wanneer het zeewater te koud is, met extra warmte, via bijvoorbeeld een onderwater verbrandingssysteem (kleinschalig, in lijn met variant A3D) of met aparte aardgasgestookte heaters (in lijn met A3A).

Het voordeel van dit systeem is de onafhankelijkheid van derden voor de levering van warmte, waarbij geen dure aanleg van transportleidingen vanaf E.ON voor de wateraanvoer nodig is. Het oppervlaktewater bevat bijna voldoende energie voor het verdampen van het LNG gedurende zo'n 7 maanden per jaar.

Nadeel is de lozing van verder afgekoeld water, waarbij de effecten op het marine milieu van deze koude pluim nader moeten worden bekeken. In vergelijking met andere varianten, waarbij wel synergie met restwarmte van derden wordt bereikt, is dit een minder aantrekkelijke variant. Dit omdat in deze variant, in extreem koude perioden wanneer ook de grootste vraag naar aardgas zal bestaan, het systeem afhankelijk wordt van het genereren van meer dan 350 MW_{thermisch} en bovendien in het geheel geen synergie-effecten met zich meebrengt.

5.2.4 A4: Varianten opslagtanks

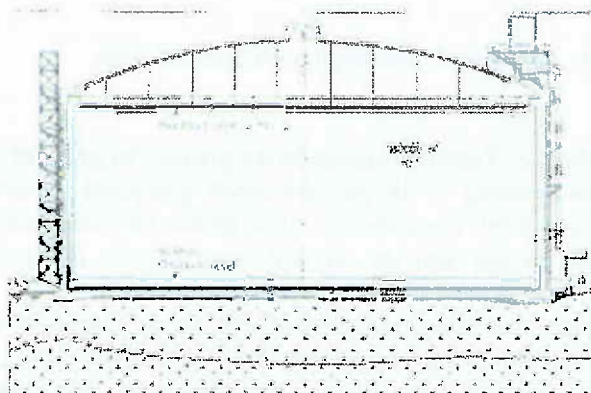
Om keuzes te kunnen maken ten aanzien van de varianten voor de opslagtanks voor LNG, heeft Gate terminal door Tractebel Engineering een vergelijkende studie laten uitvoeren. Deze studie is als bijlage 10 bij dit MER gevoegd.

A4V Voorgenomen alternatief: Tanks bouwen op maaiveldhoogte ('above ground')

De opslagtanks voor LNG worden op maaiveldhoogte op het nieuw opgespoten terrein gebouwd en waarschijnlijk gefundeerd op staal (nog onderwerp van vervolgstudies die tot aan de start van het detailontwerp zullen doorlopen en verband houden met in uitvoering zijnde landaanwinning). Gezien de omvang van de tanks en de constructie die wordt gehanteerd, is bouwen op maaiveld de goedkoopste uitvoering met de minste uitvoeringsrisico's, waarbij contact tussen de (koude) tanks en het grondwater wordt vermeden.

Qua risico wordt conform de vigerende ontwerpnormen voldoende rekening gehouden met alle eventuele geloofwaardige (= 'credible') calamiteiten, zoals in de nabijheid ontstane branden of explosies op iets verder weg gelegen locaties. Bij het ontwerp van de tankwand en tankdaken wordt rekening gehouden met geloofwaardige luchtoverdrukken en de impacts van projectielen.

Het visuele nadeel van de grote hoogte (wand tot 40 meter boven maaiveld/dome centrum tot 52 m) en de grote omvang (maximaal 90 meter diameter) valt deels weg tegen het ruimtelijke en industriële karakter van de omgeving. De bestaande MOT-opslagtanks zijn 22 meter hoog en hebben een diameter die vergelijkbaar is met de LNG tanks. Daarnaast zullen de gestapelde Euromax-containers en containerkranen (ca. 80 meter hoog) kenmerkende elementen zijn, naast de E.ON-centrale verder naar het zuidwesten gelokaliseerd op de Maasvlakte. Daarnaast is de locatie van de tanks gelegen op een substantiële afstand (van meer dan vier km van Hoek van Holland), waardoor het visuele effecten beperkt zijn, mede geholpen door de voorgestelde landschappelijke inpassing (van o.a. het Papegaaiebek-eiland).



Figuur 5.3: Opslagtank gesitueerd 'above ground' (variant: A4V).

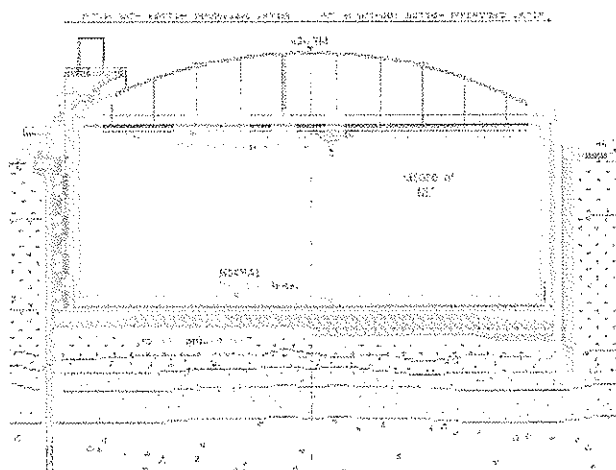
Conform NEN-EN 1473 is het falen van de wand van de tank niet beschouwd en is het relevante scenario voor de opslagtanks het bezwijken van het dak. In hoofdstuk 7 en in de QRA (bijlage 19) is dit verder toegelicht. Bouwen op maaiveldhoogte heeft geen invloed op de kans of op het effect van het bezwijken van het dak.

A4A Variant 1: (Gedeeltelijk) verdiepte aanleg van de tanks ('in pit')

(Gedeeltelijk) verdiepte aanleg zal een vermindering van het visuele effect teweegbrengen.

Nadeel van verdiepte aanleg is de zeer kostbare constructieve problematiek met hoge grondwaterstanden in goed doorlatende opgebrachte bodem van een deels gedempte haven. Na het opvullen en dempen van het terrein en het aanvullen tot 5 meter boven maaiveld zouden in dit opgebrachte terrein weer diepe bouwputten moeten worden gemaakt waarin de betonnen tanks verdiept worden aangelegd.

Op het punt van veiligheid heeft gedeeltelijk verdiepte aanleg geen invloed. Conform NEN-EN 1473 is het falen van de wand van de tank niet beschouwd en is het relevante scenario voor de opslagtanks het bezwijken van het dak. (Gedeeltelijk) verdiepte aanleg heeft geen invloed op de kans of op het effect van het bezwijken van het dak.

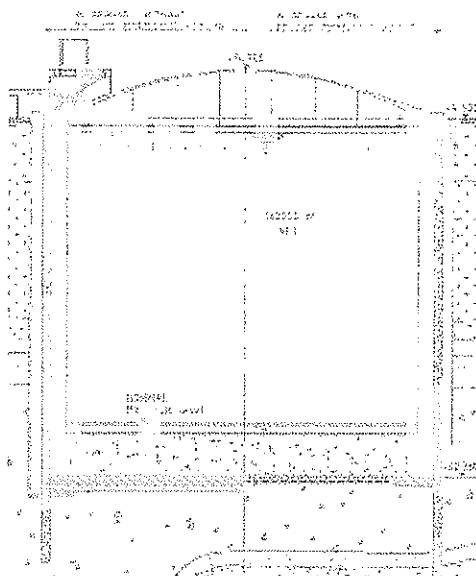


Figuur 5.4: Opslagtank gesitueerd 'in pit' (variant: A4A).

A4B Variant 2: Tanks situeren in de grond ('in ground')

Tanks die volledig in de grond worden gebouwd geven een vermindering van het visuele aspect ten opzichte van hoge tanks die van verre zichtbaar zijn. Het nadeel is vooral de hoogte van de aanlegkosten van in de grond gebouwde tanks en de technische problemen die zich daarbij voordoen.

Op het punt van veiligheid heeft aanleg in de grond geen invloed. Conform NEN-EN 1473 is het falen van de wand van de tank niet beschouwd en is het relevante scenario voor de opslagtanks het bezwijken van het voorgespannen betonnen tankdak. Aanleg in de grond heeft geen invloed op de kans of op het effect van het bezwijken van het dak.



Figuur 5.5: Opslagtank gesitueerd 'in ground' (variant: A4B).

A4C Variant 3: Plaatsing van de opslagtanks noordelijk op het terrein

In de startnotitie zijn de opslagtanks geprojecteerd op het noordelijk gedeelte van het terrein, direct grenzend aan de opslagtanks van de MOT-terminal ('gespiegeld ten opzichte van de voorkeursvariant'). Deze oriëntatie was in eerste instantie ingegeven door de grotere afstand tot het zuidtalud naar de haven en de verwachte betere stabiliteit van de tankfundaties, met de kleinere procesinstallaties aan de zuidrand van de tanks.

Nader onderzoek heeft echter geleerd dat in die opstelling de tanks gedeeltelijk op een oud terrein en gedeeltelijk op een nieuwe landaanwinning zouden komen te staan, waarmee het adopteren van een paalfundatie onvermijdelijk zou worden, hetgeen niet alleen kostenverhogend werkt, maar ook tot grotere milieulast (constructielawaai) leidt. Daarnaast zouden de gevoeliger procesinstallaties dicht bij het zuidelijke hek komen te liggen en daardoor eenvoudiger een doelwit worden voor eventuele kwaadwillenden. Een ander nadeel is dat de thermische flux (hitteafstraling) van een olietankbrand op de LNG-tank onwenselijk is door de relatieve nabijheid langs het MOT-terrein. Dit mogelijke domino-effect is uiteindelijk de doorslaggevende factor om de layout verder te optimaliseren.

Vanuit veiligheidsoogpunt is de locatie dicht op het terrein van de MOT niet wenselijk in verband met mogelijke domino-effecten over en weer. De opslagtanks zelf zijn relatief ongevoelig voor domino-effecten. De risico's en financiële consequenties bij eventuele schade ten gevolge van domino-effecten vanaf de MOT zijn echter dusdanig dat behoud van de onderlinge afstand zeer wenselijk is.

Met de tanks aan de zuidrand staan de procesinstallaties en de op de tanks aansluitende leidingen meer dan 100 m verwijderd van het security hekwerk aan de zuidrand, terwijl de tanks met hun solide betonnen wand (circa 0,8 m dik) richting de haven staan gekeerd op een volledige gecontroleerd aangelegd terrein. Het nadeel dat de procesinstallaties nu richting de MOT staan gekeerd, wordt ondervangen door de toch nog redelijke afstand voor deze laag-bij-de-grondinstallaties en de mogelijkheid hen met bluswater adequaat te beschermen tegen een eventuele brand bij MOT.

5.2.5 A5: Varianten duinhoogte Papegaaiebek-eiland

De visuele aspecten concentreren zich op een tweetal punten, namelijk:

- horizonvervuiling in de vorm van hoge installaties waaronder de 52 meter hoge opslagtanks, en
- lichtafstraling vanuit de terminal en de aanlandingsteigers.

Om de effecten van maatregelen op deze aspecten in beeld te brengen zijn fotomontages bij daglicht en bij nachtelijke omstandigheden gemaakt. Voor de horizonvervuiling en de lichtafstraling is, gezien vanuit Hoek van Holland, het duin op het Papegaaiebek-eiland een belangrijk gegeven. Naast de bestaande contourlijn worden daarbij twee duinhoogtes onderscheiden:

A5V Voorgenomen alternatief: Duinhoogte 7 meter boven maaiveld

De duinhoogte wordt in de voorgenomen eindsituatie opgezet tot circa 7 meter boven maaiveld (+ 12-13 meter boven NAP). Daarmee krijgt de Papegaaiebek visueel gezien een beperkte ophoging en heeft de doorsnijding met het havenbassin, waardoor het zogenaamde Papegaaiebek-eiland ontstaat, in visueel opzicht beperkt gevolgen.

A5A Variant: Duinhoogte 15 meter boven maaiveld;

Om de visuele afscherming van de Gate terminal te vergroten kan het duin op het Papegaaiebek-eiland kunstmatig in het centrum worden verhoogd tot circa 15 meter boven maaiveld (+ 20-21 meter boven NAP) en ingeplant. Daarmee worden de aanlandingssteigers gezien vanuit de woon- en recreatieomgeving van Hoek van Holland vrijwel volledig aan het oog onttrokken (met uitzondering wanneer grotere LNG-schepen liggen afgemeerd).

Dit verhoogde duin geeft naast het visuele effect ook meer natuurwaarde aan het eiland. Op die wijze wordt een deel van de verloren gegane natuurwaarde als gevolg van de doorsnijding door het havenbassin en het verlies van een stukje Zuidwal, gecompenseerd. Mogelijkheden om het ontstane Papegaaiebek-eiland op andere wijze te verlengen of uit te breiden zijn vanwege de nautische omstandigheden in de Maasmond niet aanwezig.

A5B Variant: Afzien van het opzetten van een duin

Er wordt niet voorzien in een afzonderlijk duin op het Papegaaiebek-eiland. Daarmee houdt de Papegaaiebek zijn huidige hoogte van circa 5 tot 6 meter boven maaiveld en heeft doorsnijding van het havenbassin geen directe gevolgen.

5.2.6 A6: Varianten verlichting

Voor de nachtelijke uitstraling is het type en de intensiteit van de verlichting op de terminal bepalend waarbij er enkele mogelijkheden zijn.

A6V Voorgenomen variant: Maximale afscherming en lage verlichtingsniveaus

Om de uitstraling naar de omgeving in de nachtperiode tot een minimum te beperken kunnen maximaal afschermende maatregelen worden getroffen. Tevens kunnen op een aantal plaatsen automatische systemen worden geïnstalleerd, waarbij de verlichting alleen wordt ontstoken op het moment dat zich een beweging voordoet. De verlichting op de begrenzing van de terminal zal om veiligheidsredenen en bewaking met camera's (security) altijd op een minimumniveau aanwezig zijn. Er kan worden gestreefd naar maximaal lage verlichtingsniveaus, waarbij de veiligheid nog is gegarandeerd.

A6A Variant 1: Verlichtingsniveaus op 30-90 lux

De verlichting op de Gate terminal kan gedurende de nachtperiode om veiligheidsredenen niet worden uitgeschakeld. Voor een optimaal veilige en comfortabele werkomgeving zijn verlichtingsniveaus van ten minste 30 tot 90 lux noodzakelijk. Alle trappen en bordessen worden in de nachtperiode op een minimum verlichtingsniveaus gehouden om inspectieploegen voldoende zicht te bieden.

Afhankelijk van de positie op de terminal en afhankelijk van de specifieke activiteiten ter plaatse, zullen tijdelijk hogere verlichtingsniveaus worden gehanteerd. Hogere verlichtingsniveaus komen ook voor tijdens de bouwfase waarbij het storten van beton in volcontinu proces zal plaatsvinden ook gedurende de nacht.

A6B Variant 2: Aangepaste lichtkwaliteit/kleur

Het effect van licht op de omgeving wordt mede bepaald door de kleurtemperatuur van het licht. Deze kan worden afgestemd op minimale effecten op mens en dier. Gebruik van recent ontwikkelde LED-technologie zou, naast aanzienlijke effecten op de het energiegebruik (van de verlichting als geheel) en op de bedrijfszekerheid, ook positieve effecten op de uitstraling naar de omgeving kunnen hebben. In hoeverre hiermee een substantieel effect wordt bereikt naar de omgeving, is voornog onbekend. Een nadeel van deze ontwikkeling is dat zij nog nieuw is en dat toepassing in gebieden waar intrinsiek veilige armaturen nodig zijn om ontstekingsbronnen te voorkomen, nog niet op herkenbare schaal is toegepast. Gate terminal zal zich derhalve in het komende jaar nader verdiepen in de mogelijkheden om deze nieuwe techniek in te voeren, maar behoudt zich voorlopig het recht voor deze prototypetoepassing nog niet te adopteren.

5.2.7 Samenvattend overzicht van relevante varianten

In onderstaand overzicht is aangegeven welke varianten meegenomen worden in de bespreking van de effecten op het milieu.

Varianten	Onderwerp	Variant.	Aanduiding
A1	Leidingtracé	Rechthoektracé onder maaiveld	A1V
		Taludtracé onder maaiveld	A1A
		Tunnel	A1B
		Dubbel containment	A1C
A2	Fakkel/vent	Hoge vent, incidenteel als fakkel	A2V
		Toren/grondfakkel continu	A2A
		Alleen afblazen / venten	A2B
A3	Verdamping	Koelwaterbassin + ORV's	A3V
		Koelwaterbassin + ORV's met GT/S&T	A3A
		Warmwatercircuit + S&T's	A3B
		Large Co-gen	A3C
		'Zeebrugge' met SCV's	A3D
		Zeewater + ORV's met of SCV's	A3E
A4	Opslagtanks	'above ground'	A4V
		'in pit'	A4A
		'in ground'	A4B
		Gespiegeld, noordelijk op locatie	A4C
A5	Duinhoogte	Duin + 7 m	A5V
		Duin + 15 m	A5A
		Geen duin, handhaven maaiveld	A5B
A6	Verlichting	Minimaal niveau	A6V
		30-90 lux standaard	A6A
		Kleurvariatie / LED technologie	A6B

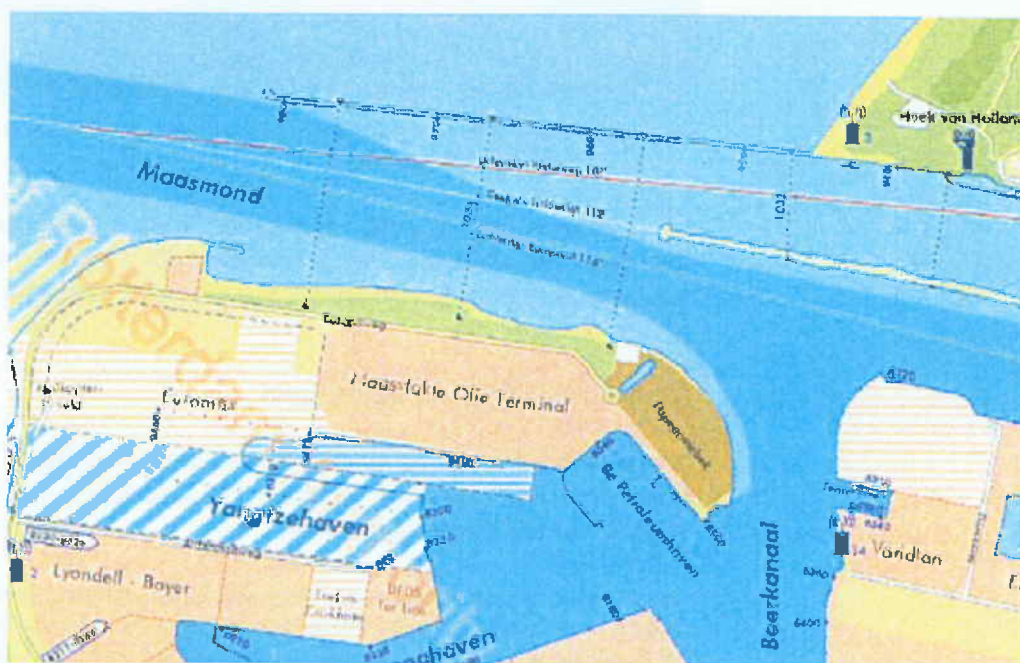
Tabel 5.1: Samenvattend overzicht onderscheiden technische varianten.

6 Bestaande toestand van het milieu en autonome ontwikkeling

In dit hoofdstuk van het MER wordt de bestaande toestand van het milieu en de autonome ontwikkeling van de locatie beschreven. Onder autonome ontwikkelingen van de locatie wordt verstaan de toekomstige ontwikkeling van het milieu, zonder realisering van de voorgenomen activiteit of een van de alternatieven. Dit hoofdstuk geeft een beschrijving van de planlocatie ten aanzien van de bestaande invulling van het noordelijk deel van de Maasvlakte en ontwikkelingen die reeds in gang zijn gezet (§ 6.1). Vervolgens zal nader worden ingegaan op de relevante milieueffecten, die samenhangen met deze autonome ontwikkelingen, voor zover deze tevens relevant zijn voor de voorgenomen activiteit van Gate terminal b.v.

6.1 Beschrijving planlocatie

Voor de beschrijving van de planlocatie wordt gerefereerd aan de uitsnede van de Havenkaart van het HbR [Lit.: 25], zoals weergegeven in figuur 6.1.



Figuur 6.1: Uitsnede Havenkaart noordelijk deel Maasvlakte (bron: HbR [Lit.: 25]).

Binnen een straal van 3 à 3,5 kilometer rondom de planlocatie bevinden zich een deel van de woonkern Hoek van Holland, een groenstrook langs de oever van de Maasmond, de Papegaaiabek en industriële gronden. Bij deze industriële gronden gaat het enerzijds om de naast de beoogde locatie gelegen inrichting van de MOT en anderzijds om in ontwikkeling zijnde en nog te ontwikkelen locaties, zoals de locatie van het containeroverslagbedrijf Euromax.

6.1.1 Nabijgelegen woonkernen

Binnen een straal van 8 kilometer vanuit de beoogde locaties liggen twee woonkernen.

Ten noordoosten, op een afstand van circa 3 kilometer van de locatie van de geplande LNG-haven en circa 4 kilometer van het terminalterrein, ligt de kern van de Rotterdamse deelgemeente Hoek van Holland. Deze deelgemeente heeft op dit moment circa 9.250 inwoners. Op basis van de plannen die geformuleerd zijn in het kader van het Project Waterwegcentrum [Lit.: 26] blijkt nadrukkelijk dat ondermeer de woonfunctie van Hoek van Holland zal worden verstevigd. Genoemd project gaat uit van de bouw van circa 1.200 woningen in de komende jaren. Ook zal in het kader van dat project gewerkt worden aan het verbeteren van de bereikbaarheid en het verstevigen van de recreatieve functie. Figuur 6.2 geeft hiervan een planmatige schets.



Figuur 6.2: Schets van de functieopshaling (wonen, recreatie en bereikbaarheid) voor Hoek van Holland [Lit.: 26].

De gemeente Westvoorne, met circa 14.500 inwoners, ligt ten zuiden van de inrichting. De afstand van de inrichting tot Oostvoorne, de meest nabijgelegen woonkern binnen deze gemeenten is meer dan 5 kilometer (circa 7 km).

6.1.2 Groenstrook langs de Maasmond

Op figuur 6.1 is aangegeven dat ten noorden van de MOT een groenstrook is gelegen. Deze wordt ook wel aangeduid als De Zuidwal. In de 'natuurtoets' is hiervoor de volgende omschrijving opgenomen.

" De Zuidwal is in de zeventiger jaren aangelegd, bij de aanleg van de Maasvlakte. Het is een 2 km lange zandwal langs de oevers van de Nieuwe Waterweg met een oppervlak van 18 hectare. Het Zuid-Hollands Landschap heeft het beheer recentelijk overgegeven aan het Havenbedrijf Rotterdam. Het gebied maakt onderdeel uit van de Provinciale ecologische hoofdstructuur (EHS). De wal is begroeid met duindoorn, hondsroos, gewone vlier, liguster, braam, wilg, populier en duinriet. Dicht begroeide delen worden afgewisseld met intensief begraasde 'konijnenveldjes' waar zich een kruidenrijke vegetatie heeft kunnen ontwikkelen. De vele besdragende struiken hebben een grote aantrekkingskracht in het najaar en winter op wintergasten zoals Koperwieken en Kramsvogels. De gehele Maasvlakte is door de vooruitgeschoven kustlijn, een belangrijk rustpunt voor allerlei trekvogels. In de bossages van de Zuidwal worden jaarlijks zeldzame zangvogels waargenomen zoals de bladkoning. " [Bijl. 12, p. 7]



Figuur 6.3: Foto's uit november 2005 van de begroeiing van de Zuidwal [Bijl. 12, p. 8]. De leiding voor het verpompen van baggerspecie vanuit de Papegaaiebek naar De Slufter is zichtbaar.

Tussen de Zuidwal en het water van de Maasmond ligt een zandstrand dat in de zomer veelvuldig wordt gebruikt voor dagtoerisme.

6.1.3 Papegaaiebek

De LNG-haven zal worden aangelegd op de locatie Papegaaiebek, een terrein met een oppervlakte van circa dertig hectare. Het hier aanwezige slibdepot, waar in 1999 voor het laatst baggerspecie is gestort, wordt op dit moment ontmanteld. De circa 1,2 miljoen kubieke meter zwaar verontreinigde baggerspecie (klasse 4) die in het verleden in de Papegaaiebek is gestort, wordt over een afstand van circa 12 km hydraulisch verpompt naar de Slufter. Het opheffen van de Papegaaiebek als baggerdepot is mogelijk omdat de Rijn de afgelopen decennia aanzienlijk schoner is geworden. Hierdoor wordt de beschikbare stortcapaciteit van 150 miljoen kubieke meter van de Slufter veel minder snel benut dan bij de aanleg ervan was voorzien. De opdrachtgever voor dit project is het Havenbedrijf Rotterdam (HbR). Naar verwachting zal de verwijdering van het baggerslib medio 2006 voltooid zijn.

Het doel van het saneren van de Papegaaiebek is de locatie geschikt en bouwrijp te maken om haar te kunnen gebruiken als toekomstig bedrijfsterrein. Na de afvoer van de baggerspecie wordt de locatie dan ook in principe in gereedheid gebracht om te worden aangewend als industriële bestemming. In het kader van dit MER wordt dit gezien als een autonome ontwikkeling. Zoals in § 3.5 al is aangegeven zal ook bij aanwending van de Papegaaiebek als industriële locatie een wijziging op het vigerende bestemmingsplan moeten worden doorgevoerd. De locatie heeft namelijk op dit moment de bestemming 'Afvalberging III'.

De vergunningen voor het uitvoeren van deze ontmanteling zijn medio 2003 verleend.

6.1.4 Direct omliggende industrie

Maasvlakte Olie Terminal (MOT)

Centraal op dit deel van de Maasvlakte ligt de MOT, een van de grootste olieterminals ter wereld. De MOT is een joint-venture van bekende oliemaatschappijen en vormt een belangrijke schakel tussen olieproducenten en de in het Rotterdamse havengebied gelegen olieraffinaderijen.

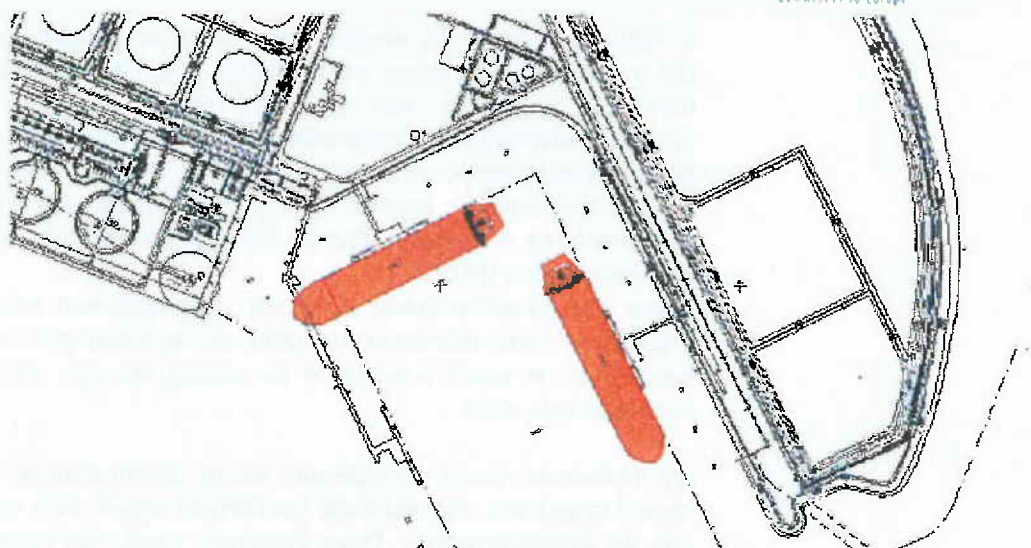
Ruwe olie wordt aangevoerd met supertankers, met een inhoud tot ruim 400.000 ton. Deze schepen hebben een lengte tot 460 meter en een diepgang tot 22 meter. Voor het lossen beschikt de MOT in de 8^e Petroleumhavens over twee steigers. De ligtijd aan de steiger is afhankelijk van de inkomende tanker en varieert van 1 tot 2 etmalen. In totaal wordt op deze manier 35 tot 40 miljoen ton olie aangevoerd (circa 250 tankers per jaar).

De olie wordt vanuit de supertankers overgeslagen naar grote opslagtanks. De MOT heeft op dit moment 36 opslagtanks binnen de inrichting, elk met een inhoud van circa 114.000 m³. De tanks hebben een hoogte van 22 meter en een diameter van 85 meter. Via aansluitingen vanaf de terminal op het regionale pijpleidingennet wordt de ruwe olie vanaf de terminal uitgeleverd.



Figuur 6.4: Luchtfoto van de MOT [bron: 21].

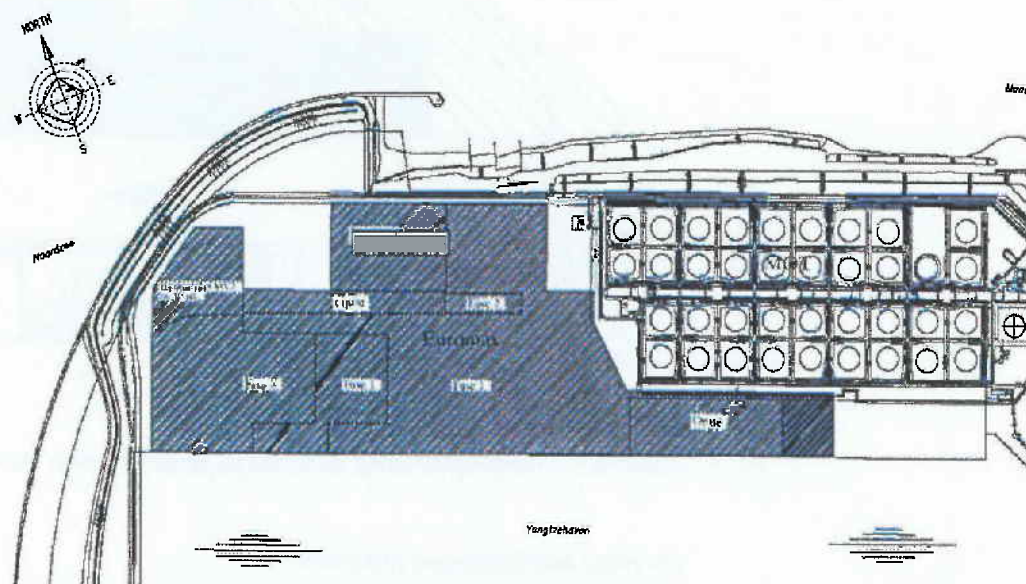
Een autonome ontwikkeling ten aanzien van de MOT betreft het voornemen van de MOT om het aantal opslagtanks uit te breiden van 36 naar 39. Hiertoe zal de MOT de daarvoor benodigde wettelijke procedures, zoals de Wm-vergunningprocedure en de bouwvergunningprocedure, moeten doorlopen. Ook zal de zuidelijke steiger worden verlegd in verband met de ontwikkeling die samenhangen met de aanleg van de Yangtzehaven en de komst van de Tweede Maasvlakte.



Figuur 6.5: Nieuwe oriëntatie MOT-steigers.

Euromax

Voor de uitbreiding van de overslagcapaciteit in de Rotterdamse haven bouwt Euromax B.V. een nieuwe containerterminal op het noordelijk deel van de Maasvlakte. Het gaat hierbij om een 125 hectare grote terminal met een capaciteit van 2,5 miljoen standaardcontainers per jaar. De bouw en ingebruikneming zal zich over meerdere jaren uitstrekken; naar verwachting wordt eind 2007 begonnen met de feitelijke bedrijfsactiviteiten op de containerterminal.



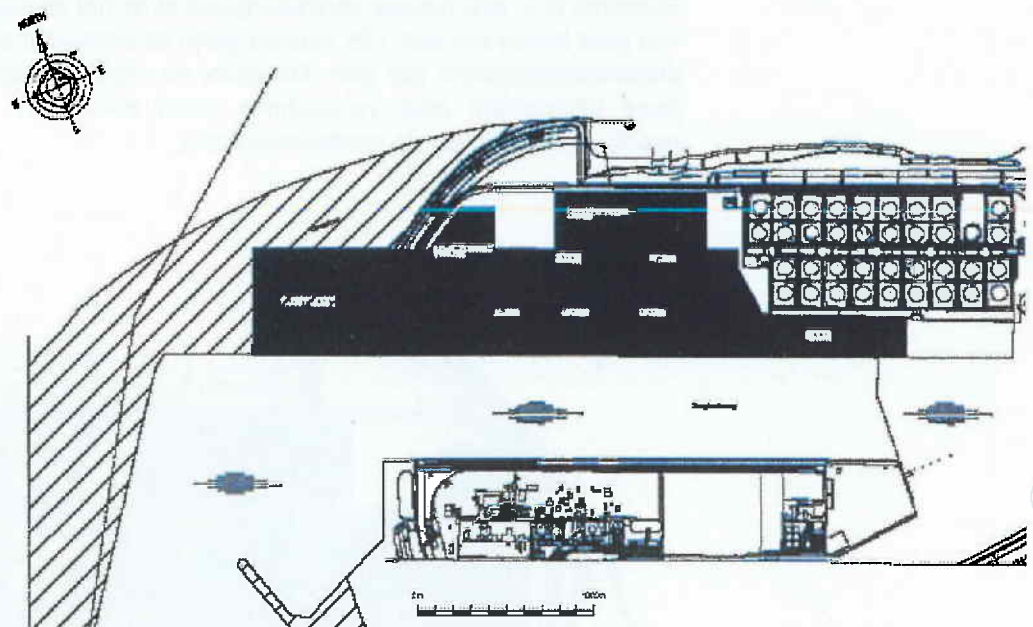
Figuur 6.6: Euromax, containerterminal in ontwikkeling.

In figuur 6.6 zijn de terreindelen van Euromax aangegeven met de realisatiefasen 1 (87 hectare) en 2 (circa 43 hectare). Voor de inrichting zijn milieuvergunningen verleend op grond van de Wet milieubeheer en de Wet verontreiniging oppervlaktewateren. De milieueffecten die samenhangen met de komst van Euromax liggen voornamelijk op het vlak van geluid (veel containerhandelingen en transportbeweging), externe veiligheid (opslag van gevaarlijke stoffen in de containers) en afvalwater. Voor de Wm-aanvraag is een Veiligheidsrapport uitgewerkt in het kader van BRZO'99.

Naast het containerterrein komt een ingangsterrein met alle douanefaciliteiten en ingangsperronnen (Euromax PreGate), een opslagterrein voor lege containers (9 tot 15 hectare) en er wordt voorzien in de aanleg van een spooremplacement met circa 7 kilometer spoorrails.

Op dit moment werkt het HbR aan het op diepte brengen van de Yangtzehaven voor de ontvangst van diepstekende containerschepen. Ook wordt gewerkt aan de aanleg van de kadevoorziening. Deze kademuur heeft een constructiediepte van ongeveer NAP -24,0 meter en wordt uitgevoerd als een diepwand.

Indien de aanleg van de Tweede Maasvlakte doorgang vindt, maakt Euromax aanspraak op terreindelen gelegen naast de nu in ontwikkeling zijnde containerterminal (zie figuur 6.7).



Figuur 6.7: Terreinreservering Euromax bij aanleg Tweede Maasvlakte.

Overige nabijgelegen industrie

Aan de zuidzijde van de Yangtzehaven ligt een schiereiland met op de kop de RoRo-terminal van Torline. Daarnaast liggen de palmoliefabriek van Loders Crocklaan en de Lyondellfabriek met een optie nog braakliggende terreinoptie (zie figuur 6.1).

6.1.5 Aanleg Yangtzehaven en Tweede Maasvlakte

In eerste instantie voor de bereikbaarheid van Euromax en in tweede instantie met het oog op de ontwikkeling van de Tweede Maasvlakte, is de aanleg van de Yangtzehaven door HbR ter hand genomen. Deze haven krijgt een breedte van 600 meter en een diepte van circa NAP -24 meter.

De planvorming om tot de ontwikkeling van de Tweede Maasvlakte (MV2) te komen houdt sterk verband met onderzoeken die zijn uitgevoerd naar de toekomstige ruimtebehoefte voor havengerelateerde bedrijvigheid. Uit de beleidsplannen van de gemeente Rotterdam [Lit.: 20, p. 45] en de Stadsregio Rotterdam [Lit.: 27, p. 98] kan worden opgemaakt dat er rond 2020 behoefte is aan 2.000 tot 2.100 hectare bedrijfsterrein. Ongeveer de helft hiervan kan worden opgevangen door bestaande bedrijfsterreinen in de Rotterdamse regio te moderniseren c.q. het gebruik ervan te intensiveren. De gemeente Rotterdam en HbR beogen de extra vraag op te vangen door de aanleg van de Tweede Maasvlakte.

Voor de aanleg van de Tweede Maasvlakte worden de verschillende procedures doorlopen, zoals een m.e.r.-procedure en een s.m.b.-procedure. Het SMB-rapport zal naar verwachting in het derde kwartaal van 2006 ter inzage liggen. Na deze inspraak zal het kabinet in de Tweede Kamer zijn standpunt hierover kenbaar maken. Met het oog op eerdere beleidsuitspraken, bijvoorbeeld in de Nota Ruimte 2004 (zie § 3.3.2), lijkt het aannemelijk dat de Tweede Maasvlakte op termijn doorgang zal vinden. Volgens de huidige planning zou de aanleg ervan kunnen starten in 2008 en zouden rond 2012-2014 de eerste schepen afgemeerd kunnen worden.

Naast Euromax (zie hiervoor) heeft een belangrijk aantal gegadigden zich al bij HbR aangemeld om op de Tweede Maasvlakte een containerbedrijf tot ontwikkeling te brengen. Deze bedrijven worden in de komende periode in de gelegenheid gesteld uitgewerkte plannen in te dienen, op basis waarvan het HbR een nadere selectie zal maken.

Gezien het voorgaande wordt er in dit MER van uitgegaan dat de aanleg van de MV2 doorgaat; dit wordt dan ook gezien als autonome ontwikkeling.



Figuur 6.8: Artist impression van het toekomstig ruimtegebruik Tweede Maasvlakte [Lit.: 28].

Met de komst van de Tweede Maasvlakte zal het scheepvaartverkeer via de Maasmond, het Beerkanaal en de Yangtzehaven toenemen. De Projectorganisatie Maasvlakte 2 (PMV2) heeft een rekenmodel ontwikkeld om de ruimtelijke ontwikkelingen in het kader van de Maasvlakte-ontwikkeling te vertalen naar verkeersstromen. Volgens dit rekenmodel is het aantal scheepsverkeersbezoeken (calls) van en naar het havencomplex MV1 en MV2 afhankelijk van de volgende parameters:

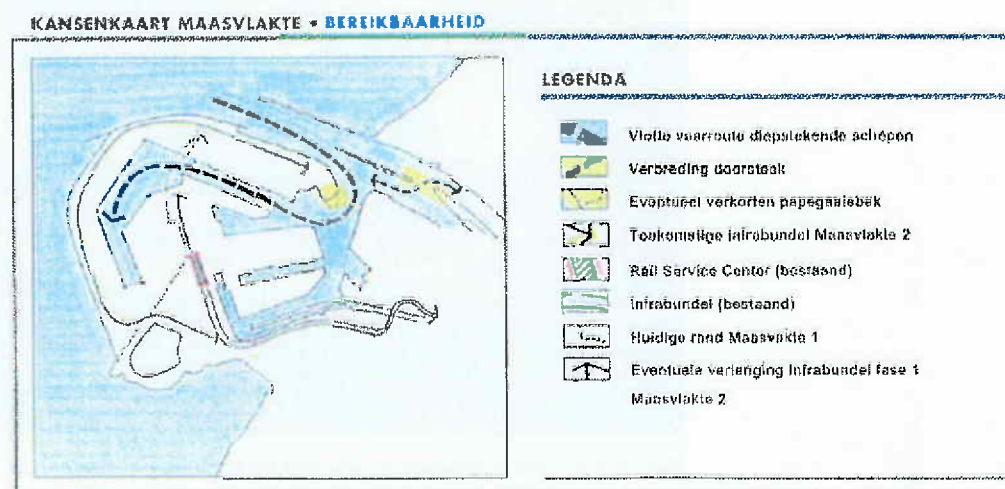
- ruimtelijke indeling van de bedrijfssectoren op MV1 en MV2;
- doorzet van containers op MV1 en MV2;
- modal split van achterlandvervoer;
- call size van achterlandmodaliteiten (binnenvaartschip, trein en vrachtwagen);
- call size van zeeschepen;
- kentallen voor havensectoren (verhouding tussen ruimte van sector en verkeersintensiteit);
- kentallen voor werkgelegenheid en van gerelateerde verkeersintensiteit personenauto's.

Op basis van de nu bekende gegevens kan tabel 6.1 worden opgemaakt.

Aantal schepen naar de Rotterdamse haven (bron HbR)	2004	2010	2020	2035
Via Maasmond	33.690	41.973	46.492	56.377
Via Beerkanaal	6.718	14.048	16.978	24.478
Via Calandkanaal	5.802	5.802	5.802	5.802
Via Nieuwe Waterweg	21.170	22.123	23.712	26.097

Tabel 6.1: Scheepsverkeersaantallen (bron: HbR-rekenmodel Projectorganisatie Maasvlakte 2).

De scheepsafwikkeling van en naar de Tweede Maasvlakte zal plaatsvinden via het Beerkanaal en de Yangtzehaven. Figuur 6.9 toont de toekomstige bereikbaarheid van de Tweede Maasvlakte.



Figuur 6.9: Bereikbaarheid ruimtegebruik Tweede Maasvlakte [Lit.: 20, p. 19].

6.2 Autonome ontwikkeling

Voor de autonome ontwikkeling van het gebied is de verdere havengebonden industriële invulling veruit bepalend. Het effect op bijvoorbeeld de Voordelta van de aanleg van de Tweede Maasvlakte is vele malen groter dan de effecten die van het LNG-initiatief uit kunnen gaan. Dit neemt niet weg dat in het kader van de autonome ontwikkeling een aantal biotische en abiotische kenmerken nader toelichting behoeven.

6.2.1 Biotische kenmerken

In het kader van de voorbereiding van het initiatief is in november 2005 begonnen met het in kaart brengen van de bestaande natuurlijke omgeving voor de beoogde locaties. De bevindingen hiervan zijn neergelegd in twee rapporten, te weten:

- de 'Habitattoets', waarbij een toetsing plaatsvindt ten opzichte van de beschermingskaders van de Natuurbeschermingswet 1998;
- de 'Natuurtoets', meer gericht op het verkrijgen van inzicht in het kader van de Flora- en Faunawet.

Genoemde rapportages geven een beeld van de natuurwaarden op het noordelijk deel van de Maasvlakte en daarmee op de bestaande toestand op dit vlak. Om deze reden zijn de twee rapporten integraal als bijlagen bij dit MER gevoegd (bijlagen 11 en 12). Korthedshalve wordt hiernaar verwezen.

Bij het uitvoeren van voornoemde werkzaamheden ging het voor het terminalterrein nog om de eventuele locatie ten westen van de MOT. In § 2.5.3 van dit MER is nader toegelicht dat dit terrein in het kader van het optimalisatieproces niet de voorkeur heeft van de initiatiefnemer. Ook bleek dat deze optie niet met zekerheid geleverd kon worden in verband met toekomstige autonome ontwikkelingen die het HbR voor deze locatie voorziet.

Ten aanzien van het volledige plangebied wordt in de 'natuurtoets' geconcludeerd dat:

" Uit de resultaten van het onderzoek blijkt dat binnen het plangebied enkele beschermde soorten voorkomen. Het zijn soorten waarvoor geldt dat ze ondanks hun status vrij algemeen voorkomen in Nederland. In het plangebied broeden een aantal vogelsoorten van de Rode Lijst. Tevens komt naar voren uit literatuurstudie dat de Maasvlakte een grote aantrekkingskracht heeft als rustpunt voor pleisterende en rustende trekvogels tijdens de vogeltrek, daarnaast komt er een meeuwenkolonie van Europees en nationaal belang voor in het plangebied. Een gedeelte van het plangebied maakt onderdeel uit van de Provinciale ecologische hoofdstructuur. Uit het veldbezoek komt naar voren dat een gedeelte van het plangebied een geschikte habitat vormt voor de rugstreeppad. De rugstreeppad is een strikt beschermde diersoort (tabel 3, bijlage IV Habitatrichtlijn); de soort is tijdens een inventarisatie in 2004 in tegenstelling tot voorgaande jaren niet aangetroffen door bSR. Er is een aantal beschermde plantensoorten aangetroffen in het gebied. Drie soorten staan vermeld in de Rode lijst, hondskruid staat tevens in Tabel 2 van de Flora- en faunawet. " [Bijl. 12, p. 14]

Voornoemde conclusie heeft in belangrijke mate betrekking op het terrein ten westen van de MOT. Daarmee bevestigen de uitkomsten uit de 'Natuurtoets' nog eens dat ook vanwege de biotische kenmerken de nu beoogde locatie, direct ten zuiden van de MOT voor het terminal terrein de voorkeur verdient.

Op de huidige Papegaaiebek bevindt zich een meeuwenkolonie. Deze meeuwenkolonie zal door de ontmanteling van het baggerdepot en het vervolgens herinrichten tot bedrijventerrein (autonome ontwikkeling) of uitgraven als LNG-haven (voorgenomen initiatief) geheel of gedeeltelijk verdwijnen. In het verleden is aangetoond dat uitbreiding van bijvoorbeeld een containerterminal niet ten koste gaat van de totale populatie broedende meeuwen. Zij zullen elders in het dynamische havengebied weer op zoek gaan naar geschikte (braakliggende) terreinen om te broeden.

6.3 Abiotische kenmerken

6.3.1 Luchtkwaliteit

De algemene luchtkwaliteit op het noordelijke deel van de Maasvlakte wordt bepaald door de omliggende industrie op de Maasvlakte en in het Europoort/Botlek-gebied. Verwacht mag worden dat in het kader van de autonome ontwikkeling de beschikbare terreindelen ten zuiden van de MOT en op de Papegaaiebek worden aangewend voor de vestiging van industriële activiteiten. Deze activiteiten zullen gepaard gaan met nog niet nader in te kaderen emissies naar de lucht.

De luchtkwaliteit in algemene zin is de afgelopen jaren verbeterd. De luchtkwaliteit in de Rotterdamse regio wordt vastgelegd via het luchtmeetnet van de DCMR (www.dcmr.nl/luchtkwaliteit). Via dit net verricht de DCMR elk uur metingen naar de concentraties van verschillende stoffen [zie ook Lit.: 29, p. 31/32]. Het gaat daarbij om:

- Zwaveldioxide (SO_2); komt vrij bij de verbranding van fossiele brandstoffen. De raffinaderijen en de elektriciteitscentrales vormen de belangrijkste bronnen van SO_2 . SO_2 is geen probleem meer in de regio; de dagwaarden liggen al geruime tijd onder de grenswaarde.
- Stikstofoxiden (NO_x); verzamelnaam voor stikstofmonoxide (NO) en stikstofdioxide (NO_2). NO_2 wordt gevormd uit NO door reacties in de lucht, bijvoorbeeld met ozon. De belangrijkste bronnen zijn: het wegverkeer, elektriciteitscentrales en raffinaderijen. NO_2 is een beperkt, doch hardnekkig probleem in de regio Rijnmond; het jaargemiddelde ligt al een aantal jaren rondom de grenswaarde van $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
- Ozon (O_3); wordt gevormd uit een mix van stoffen zoals NO_x en vluchtige organische stoffen. Zonlicht en hoge temperaturen versnellen dit proces. Om deze reden wordt dit proces ook wel fotochemische verontreiniging en smog genoemd. De grenswaarden voor ozon (maximaal 25 dagen/jaar mag een concentratie van meer dan $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ optreden) is in 2004 niet overschreden.
- Fijn stof (PM_{10}); verzamelnaam voor inhaleerbare, niet-gasvormige deeltjes met een diameter kleiner dan tien micrometer (0,01 millimeter). De chemische samenstelling is afhankelijk van de bronnen. De belangrijkste bronnen van PM_{10} zijn de raffinaderijen, op- en overslag en wegverkeer. PM_{10} is een moeilijk te bestrijden probleem. Voor 2004 was er voor alle meetpunten sprake van een daling van de opgetreden concentraties.
- Benzeen en tolueen; deze stoffen vallen onder de verzamelnaam vluchtige organische stoffen (VOS), een groep verbindingen die in gasvormige toestand in de buitenlucht voorkomen. De twee belangrijkste bronnen zijn raffinaderijen en het verkeer. Benzeenconcentraties zijn geen probleem meer in de regio Rijnmond, maar VOS speelt indirect nog wel een rol bij de vorming van smog.

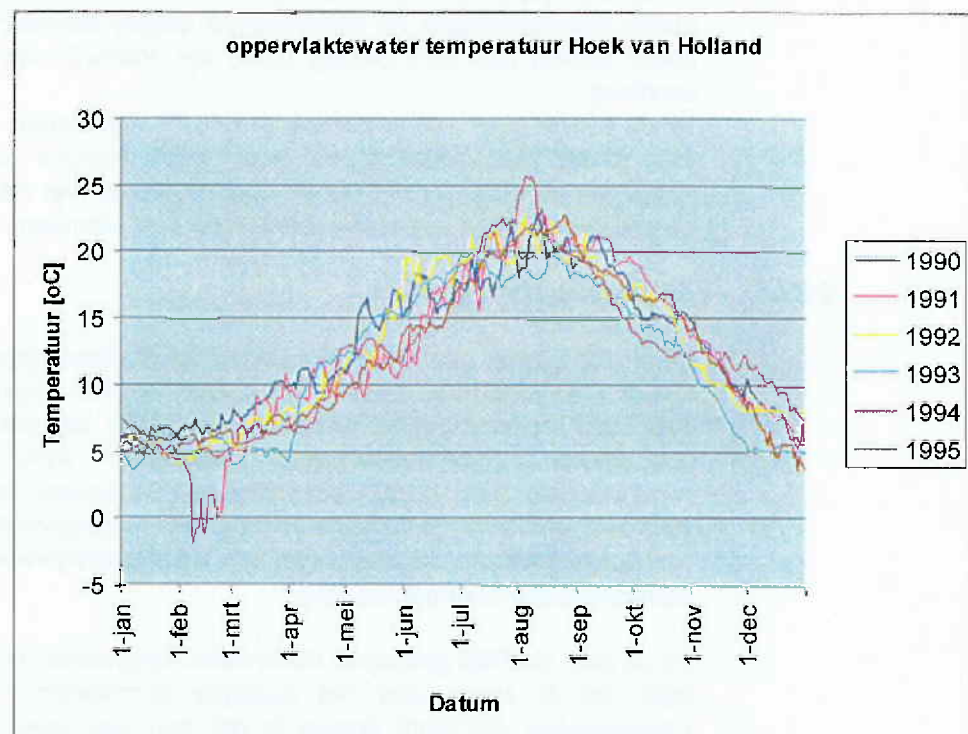
Via het meetnet worden geen waarden vastgelegd voor methaan, de hoofdcomponent van LNG.

6.3.2 Watertemperatuur

Bij de voorgenomen activiteit is geen sprake van enig proceswater dat vrijkomt bij de processen binnen de inrichting. Wel worden varianten ten aanzien van de LNG-verdamping en de daarmee verband houdende energiebehoefte in beschouwing genomen (zie § 5.2.4; A3A en A3F). Deze varianten brengen een koelwaterstroom met zich mee die, wanneer voor een van deze varianten wordt gekozen, naar oppervlaktewater zal worden afgevoerd. In het kader van de autonome ontwikkeling wordt daarom nader inzicht verschaft in de temperatuur van het oppervlaktewater in de Rotterdamse haven.

Meetgegevens over waterkwaliteit en watertemperatuur van het oppervlaktewater worden door Rijkswaterstaat verzameld via een landelijk net van meetpunten. De gegevens zijn toegankelijk via www.waterbase.nl. Voor de directe omgeving beschikt Rijkswaterstaat over gegevens afkomstig van het meetpunt Hoek van Holland (Nieuwe Waterweg).

De temperatuurgegevens van Hoek van Holland (dagwaarden) over de periode 1 januari 1990 tot 31 december 1995 kunnen grafisch worden weergegeven (figuur 6.10).



Figuur 6.10: Oppervlaktewatertemperatuur Meetpunt Hoek van Holland.

Overeenkomstig de verwachting blijkt dat er in de zomer sprake is van een hogere watertemperatuur, met uitschieters tot rond de 25 °C. In de winter schommelt de temperatuur rond de 5 °C, met voor de beschouwde periode zelfs een jaar waarin het oppervlaktewater bij Hoek van Holland een temperatuur onder het vriespunt heeft bereikt.

Ook gegevens verkregen van HbR, afkomstig van een meer nabij de beoogde locatie gelegen meetpunt geven een vergelijkbaar beeld. Deze gegevens hebben betrekking op 2003 en 2004 en zijn afkomstig van een meetpunt in de Europahaven (bij bolders 173). Deze gegevens, die zijn opgenomen onder bijlage 13, wijken naar verwachting niet af van de temperatuur van het oppervlaktewater in het Beerkanaal en de Yangtzehaven.

6.3.3 Bodemopbouw

De Maasvlakte is in de jaren zestig aangelegd. Binnen een aangelegde ringdijk is zand opgespoten. De typische bodemstructuur wordt dan ook gevormd door verschillende bodem-/zandlagen.

De indicatieve typische geotechnische bodemopbouw voor de locatie van het voorgenomen initiatief is uitgewerkt door Gemeentewerken Rotterdam. Dit rapport is bijgevoegd onder bijlage 14 van dit MER.

Op het niveau van NAP worden lokaal kleihoudende, zettinggevoelige lagen aangetroffen. De dikte van deze laag varieert lokaal. Beneden NAP tot circa NAP -10 meter bevinden zich zandlagen die hun oorsprong vinden in de aanleg van de Maasvlakte (opgespoten). Daaronder bevindt zich het pakket wadzand, waarin zich dunne schelpenlaagjes en kleihoudende laagjes bevinden. Tussen NAP -18 en -20 meter bevindt zich een kleilaag (Laag van Velzen), met daaronder de Pleistocene zandlaag.

Uit de bijlage blijkt dat ter plaatse van de Papegaaiebek, door de aanwezigheid van folie onder het baggerdepot, geen geotechnische informatie beschikbaar is. Aangenomen mag worden dat de bodemopbouw hier niet fundamenteel afwijkt van hetgeen voor het omliggende gebied wordt gepresenteerd.

6.3.4 Archeologische waarden

Bij de Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek (ROB) is nagegaan in hoeverre er voor de beoogde locaties voor het LNG-initiatief sprake is van al in kaart gebrachte archeologische waarden. Het ROB beschikt met Archis-II over een geografisch informatiesysteem. Bekende archeologische waarnemingen (vindplaatsen) zijn hierin geregistreerd. Bovendien zijn terreinen en wateren geclassificeerd voor de trefkans op mogelijke archeologische waarden. De uitkomsten van dit geografische informatiesysteem wordt gepresenteerd via de Indicatieve Kaart Archeologische Waarden (IKAW).

Uit de door de ROB geleverde IKAW-kaart, opgenomen onder bijlage 15 van dit MER, blijkt dat er zowel voor het beoogde terminalterrein (nu water) als voor de Papegaaiebek (nu land) sprake is van een *zeer lage trefkans* op archeologische waarden. Wel wordt ten aanzien van de Papegaaiebek expliciet door het ROB opgemerkt dat "wanneer er een bodemingreep gaat plaatsvinden door de opgespoten grondlaag heen, er rekening moet worden gehouden met archeologica".

De Papegaaiebek is eind jaren zeventig, begin jaren tachtig, bij de aanleg van de Maasvlakte opgespoten en vanaf 1986 in gebruik genomen als baggerstort. Deze locatie bevindt zich op de grens van de vroegere Nederlandse kustlijn, net buiten de directe aanvoerroute voor de Rotterdamse haven. In dat kader lijkt het niet aannemelijk dat zich in de ondergrond oude scheepsresten bevinden.

Overigens ligt de oude zeebodem op circa 8 tot 10 meter beneden NAP (bron: Gemeentewerken Rotterdam, maart 2001, "verplaatsen offshoreput"). Omdat voor de LNG-haven tot circa 16 meter -NAP zal worden gegraven, wordt tot een diepte van 6 tot 8 meter in de oude zeebodem gegraven.

Overigens komt voornoemde 'zeer lage trefkans' overeen met het kaartmateriaal dat de provincie Zuid-Holland hanteert wordt in het kader van de Cultuurhistorische Hoofdstructuur Zuid-Holland. Op kaart 1b met Archeologische waarden wordt ten aanzien van de bestaande Maasvlakte gesteld dat er sprake is van een "lage kans op archeologische sporen".

6.3.5 Geluidsbelasting

In het kader van het Geluidsconvenant Rijnmond West (zie § 3.4) zijn voor de regio afspraken gemaakt over de eindcontour. Aangegeven is dat deze eindcontour naar verwachting niet eerder wordt bereikt dan in 2025 [Lit.: 19, p. 6]. Verwacht mag worden dat deze eindcontour via zonebeheer wordt gehandhaafd. Dit geldt in de situatie waarin het LNG-initiatief doorgang vindt, maar ook in het geval dat er op de beschikbare terreinlocaties andere havengerelateerde bedrijvigheid komt, zoals in dit hoofdstuk is geschetst in § 6.1.2 en § 6.1.5.

7 Verwachte gevolgen voor de veiligheid en het milieu

7.1 Nautische veiligheid

7.1.1 Scheepvaartbewegingen

In § 6.1 is een indicatie gegeven van het aantal scheepvaartbewegingen dat in de toekomst (2035) zal plaatsvinden. Op de kruising van het Calandkanaal en het Beerkanaal gaat het om circa 48.000 scheepsbewegingen per jaar. Het zal duidelijk zijn dat de invloed van het voor de LNG-terminal beoogde aantal van ongeveer 180 schepen per jaar (360 scheepsbewegingen) hier maar een beperkte invloed op heeft. Voor de nautische effecten gaat het dan ook niet zo zeer om het aantal scheepsbewegingen, maar om de aard van het transport.

7.1.2 Nautische veiligheid

In deze paragraaf van het MER wordt uitvoerig aandacht besteed aan de nautische veiligheid in relatie tot het toenemende scheepsvervoer in het Rotterdamse havengebied als gevolg van de voorgenomen activiteit. In § 4.1.5 is reeds aangegeven dat door middel van scheepsbrugsimulaties de optimale route voor het invaren van de Papegaaiebek is bepaald. Ook worden door de Havenmeester strikte veiligheidsvoorschriften opgelegd, voor om de komst van LNG-schepen naar de Rotterdamse haven.

Er is uitgebreid onderzoek gedaan naar de kans dat een LNG-schip een aanvaring krijgt op weg naar de steiger van de LNG-terminal. Dit onderzoek [Lit. 30] is uitgevoerd door het Maritime Research Instituut (MARIN) te Wageningen en bijgevoegd als bijlage 16.

De kans op beschadiging is onderzocht op vijf delen van het traject vanaf de Noordzee naar de steiger in de LNG-haven, namelijk de Ankerplaats (1), de Eurogeul (2), binnen de haven (3), manoeuvrerend naar de Papegaaiebek (4) en gemeerd aan de steiger van de LNG-terminal (5).



Figuur 7.1: De vijf deeltrajecten van het LNG-schip [Bijl. 16, p. 16].

Beschadiging van een LNG-schip is op zich geen bijzonder gevaarlijke situatie voor de omgeving. LNG-schepen worden ontworpen en gebouwd met een dubbele scheepswand, die voorkomt dat elke externe beschadiging direct leidt tot het vrijkomen van LNG. Als voorbeeld van de sterkte van LNG-schepen kan worden gewezen op het stranden van de El Pasa Paul Kayser, die met normale vaarsnelheid aan de grond liep op de rotsige bodem in de Straat van Gibraltar, zonder dat LNG is vrijgekomen.

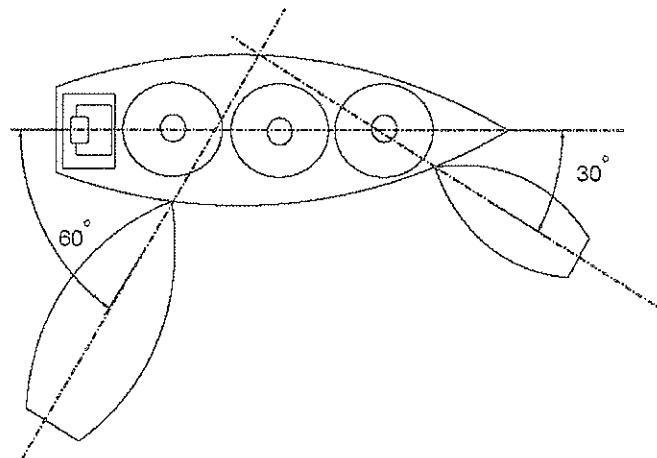


Figuur 7.2: El Paso Paul Kayser, gestrand op de rotsige bodem bij Gibraltar, zonder dat LPG is vrijgekomen [Bijl.: 16, p. 26].

Juist omdat de kans op het vrijkomen van LNG klein is, maar wel relevant kan zijn voor de omgeving wordt ten aanzien van nautische veiligheid onderscheid gemaakt op twee aspecten:

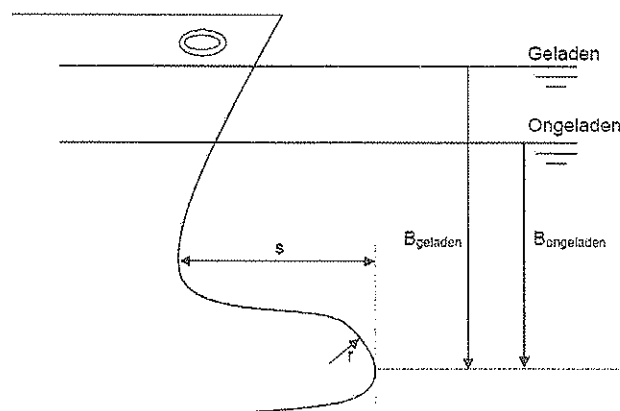
- 1) De kans dat een LNG-schip beschadigd raakt door aanvaring met andere scheepvaart en drifting/ramming van het LNG-schip, waarbij het in aanraking komt met de vaarwegbegrenzing; en
- 2) De kans dat LNG vrijkomt ten gevolge van een beschadiging van een van de LNG-opslag tanks van het schip.

Om een van de LNG-opslag tanks van het schip te beschadigen moet eerst de scheepshuid van het LNG-schip gepenetreerd worden. Dit komt alleen voor als er sprake is van een zogeheten kruisende aanvaring (zie figuur 7.3). Kop-kop-aanvaringen en oploopaanvaringen zullen niet leiden tot het vrijkomen van LNG.



Figuur 7.3: Schematisering van kruisende aanvaringen.

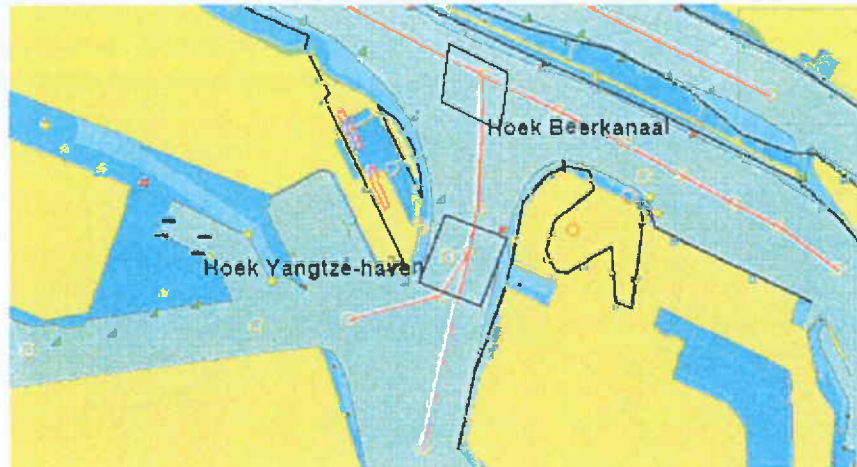
Uiteraard zijn ook de vorm, massa en snelheid van het botsende schip van belang om bij een eventuele aanvaring LNG te kunnen laten vrijkomen. Met name de vorm van de bulb (een onder de waterlinië uitstekend gedeelte van het schip aan de voorzijde) is van belang voor de mogelijkheid van het lek raken van het LNG-schip. MARIN heeft voor de transportbewegingen in de Rotterdamse haven een inventarisatie gemaakt van de diverse schepen en hun vormgeving, massa en snelheid. De daarbij gevolgde methodiek is in lijn met 'Het protocol risico's binnenvaart en scheepvaart'.



Figuur 7.4: Voorbeeld van een typische scheepsbulb.

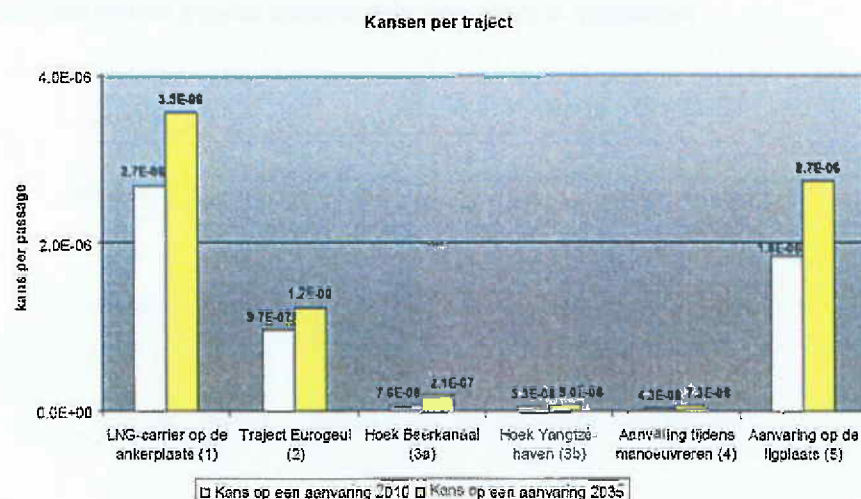
In de MARIN-studie (bijlage 16) is verder rekening gehouden met de verwachte toename van het scheepvaartverkeer. De situatie is dan ook berekend voor de jaren 2010 en 2035.

In onderstaande figuren zijn de resultaten van de MARIN-studie kernachtig weergegeven. Hierin is het deeltraject binnen de haven opgedeeld in twee segmenten, Hoek Beerkanaal (3a) en Hoek Yangtzehaven (3b). Voor een nadere toelichting hierop wordt verwezen naar de studie zelf (bijlage 16).



Figuur 7.4: Binnen de haven - Hoek Beerkanaal en Hoek Yangtzehaven [Bijl. 16, p. 32].

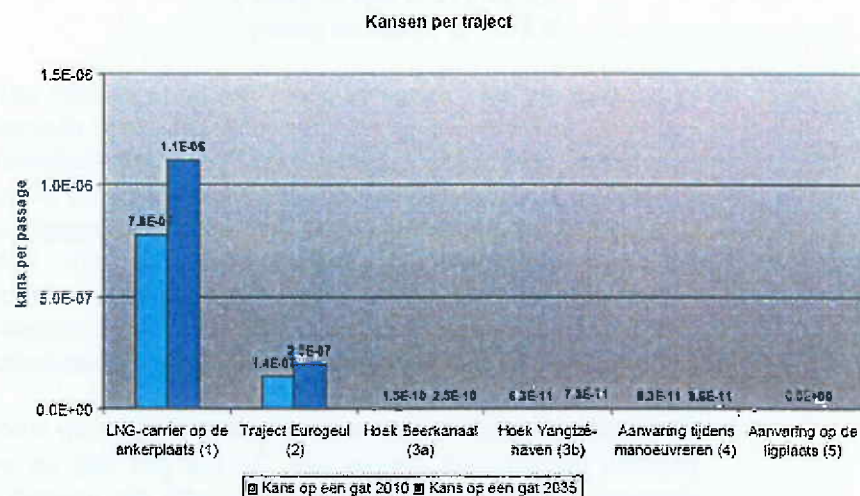
In figuur 7.4 worden de twee cruciale posities op het punt Hoek Beerkanaal en Hoek Yangtzehaven aangegeven. Op die plaatsen kan sprake zijn van kruisend scheepvaartverkeer en zijn er dus risico's van aanvaringen en beschadiging van LNG-schepen. Tevens is er kans op aanvaring op de ligplaats, maar hier kan nooit een aanvaring door kruisend scheepvaartverkeer plaatsvinden. Door de aanwezigheid van het Papegaai-eiland en de diepte van het havenbassin (niet toegankelijk voor grote geladen olietankers en bulkcarriers) is de kans op het vrijkomen van LNG op de ligplaats uitgesloten.



Figuur 7.5: Kans op beschadiging LNG-schip [Bijl. 16, p. 41].

In figuur 7.5 is weergegeven hoe groot de kans op een beschadiging van een LNG-schip is op de verschillende onderscheiden punten in de vaarroute naar de aanlegsteiger. Daaruit blijkt dat voor het punt Hoek Beerkanaal en voor het punt Hoek Yangtzehaven de kans op een beschadiging in 2010 $7,6 \times 10^{-8}$ resp. $5,4 \times 10^{-8}$ is. In 2035 is deze kans door toename van het scheepvaartverkeer opgelopen tot $2,1 \times 10^{-7}$ resp. $9,0 \times 10^{-8}$.

De kans op een aanvaring op deze twee plaatsen is aanzienlijk kleiner dan de kans op een aanvaring in de Eurogeul en op de ankerplaats.



Figuur 7.6: Kans op vrijkomen LNG uit het schip [Bijl. 16, p. 41].

In figuur 7.6 is de kans op het vrijkomen van LNG uit het schip doorgerekend. Daarbij blijkt opnieuw dat de ankerplaats en de Eurogeul, beide op zeer ruime afstand van Hoek van Holland, meer risico vormen dan de beide kruispunten van verkeersstromen op het water nabij woon- en industriegebieden. Bovendien zijn de vaarsnelheden inmiddels veel lager dan op volle zee. De kans op een aanvaring is al erg klein, de kans op het ontsnappen van LNG door die aanvaring is nog circa een factor 1.000 kleiner en daarmee nagenoeg verwaarloosbaar.

Samenvattend kan worden gesteld dat de kans op aanvaring van het schip vooral aanwezig is op de ankerplaats, in de Eurogeul en op de ligplaats. Lekkage van LNG ten gevolge van een aanvaring is op deze laatste positie echter niet mogelijk. Voor de omgeving is de kans op het vrijkomen van LNG in de nabijheid van industrie en woonbebouwing dan ook erg beperkt (figuur 7.6: maximaal ordegrootte $2,5 \times 10^{-10}$ per schip).

DNV heeft vervolgens geanalyseerd wat de effecten van het vrijkomen van LNG uit een schip (en op het water) zijn (bijlage 17).

Gezien de ligging van de ankerplaats en de Eurogeul zijn berekeningen van de effectafstanden achterwege gelaten. Bekend is dat de maximale effectafstand van het falen van een LNG-schip, als gevolg van een groot gat boven de waterlijn, maximaal 3.100 meter bedraagt. Beide buitengaatsse locaties liggen veel verder dan deze 3.100 meter van de bewoonde kom.

Voor de overige locaties heeft MARIN aangegeven wat de mogelijke gatdiameters zijn die zouden kunnen ontstaan:

- 3a Beerkanaal
 - 0,1 m² (79 % van de gaten)
 - 0,2 m² (16 % van de gaten)
 - 0,3 m² (5 % van de gaten)
- 3b Yangtzehaven en manoeuvreren
 - 0,1 m² (78 % van de gaten)
 - 0,2 m² (17 % van de gaten)
 - 0,3 m² (5 % van de gaten)

Vervolgens zijn de effecten van het vrijkomen van LNG uit het schip gemodelleerd. De maximale effectafstanden zijn gemodelleerd onder diverse weersomstandigheden. In de meest ongunstige situatie wordt een effectafstand van bijna 1.500 meter gerealiseerd. Afhankelijk van de windrichting is op die afstand de concentratie van gas in de lucht teruggebracht tot onder de ontstekingsgrens. Ook is het zo dat een gaswolk opstijgt omdat aardgas lichter is dan lucht. Daarmee vervalt het benedenwindse risico vrijwel geheel. Gecombineerd met de frequenties van optreden uit het MARIN-rapport is ten slotte het risico bepaald. Dit risico kan worden weergegeven als plaatsgebonden risico (PR) en groepsrisico (GR).

De plaatsgebonden risicocontouren geven de kans op overlijden weer van een fictieve persoon die zich het gehele jaar, 24 uur per dag op een bepaalde plek bevindt. Normaal gesproken wordt voor inrichtingen als kleinste risico de 1 x 10⁻⁸-contour gepresenteerd en liggen binnen de 1 x 10⁻⁸-contour mogelijk contouren met hogere risico's.



Figuur 7.7: Plaatsgebonden risico transport LNG per schip [Bijl. 17, p. 19].

In figuur 7.7 zijn de risicocontouren 1×10^{-9} en 1×10^{-10} opgenomen. Grotere risico's blijken niet voor te komen. Voor nautische risico's bestaan er in het kader van een vergunningaanvraag Wet milieubeheer of Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen geen criteria om de berekende risico's aan te toetsen. In algemene zin wordt ook voor het transport van gevaarlijke stoffen over water gestreefd naar risico's ter hoogte van woonbebouwing die kleiner zijn dan 1×10^{-6} . Aan dat criterium wordt ruimschoots voldaan.

Het groepsrisico is bepaald voor de bevolking van Hoek van Holland. Omliggende industrie is uit deze beschouwing weggelaten. Uit de berekening blijkt dat het groepsrisico zo laag is dat dit niet weergegeven kan worden.

7.1.3 Maximum non-credible accident (MNCA)

In de vorige paragraaf is uitgegaan van scenario's die voorstelbaar en geloofwaardig zijn. De omstandigheden (met name vaarsnelheid) waarmee een LNG-schip in aanvaring komt met andere schepen zijn bepalend voor de maximale effectafstand. Uit de literatuur blijkt (bijlage 17, hoofdstuk 5) dat in dat geval de maximale effectafstand 3.100 meter bedraagt. Dit betreft de maximale omvang van een brandbare gaswolk die vrijkomt na een grote lekkage boven de waterlijn (gat 1,5 m) bij de meest ongunstige weersomstandigheden.

Zoals hierboven beschreven is dit scenario niet mogelijk in de nabijheid van woonbebouwing omdat de vaarsnelheden in het havengebied lager liggen. De maximale effectafstand in de nabijheid van woonbebouwing bedraagt 1.500 m (zie figuur 7.8). Ook dit betreft de maximale omvang van een brandbare gaswolk die vrijkomt bij de meest ongunstige weersomstandigheden.

Er zijn echter scenario's denkbaar die nauwelijks voorstelbaar en geloofwaardig zijn; scenario's die in de praktijk een uitzonderlijk lage kans van optreden hebben. Echter als gevolg van doelbewust menselijk handelen (bijvoorbeeld terrorisme) zouden deze scenario's wel mogelijk zijn. Een van deze scenario's waaraan met name in de Verenigde Staten (bijlage 17, hoofdstuk 5) reeds is gerekend, zou een aanslag op een LNG-schip kunnen zijn waarbij een gat van 1,5 m diameter gecreëerd kan worden.

In geval van terrorisme zal er direct na het ontstaan van het gat in het LNG-schip altijd sprake zijn van ontsteking. Hierdoor neemt de maximale effectafstand af tot ongeveer 750 meter (zie figuur 7.8), omdat er dan sprake is van een 'gewone' plasbrand [Bijl.: 17, p. 13].



Figuur 7.8: Effectafstand van het MNCA-scenario in het kader van nautische veiligheid (gatgrootte LNG-schip: 1,5 m diameter).

Gesteld kan dan ook worden dat het er voor nautische veiligheid in de nabijheid van woonbebouwing geen scenario's voorstelbaar zijn die een grotere effectafstand hebben dan het scenario dat is opgenomen in de risicoanalyse. In dit scenario blijven de effecten beperkt tot een klein gedeelte van het strand van Hoek van Holland. Zoals gezegd is de kans van optreden van dit scenario bijzonder klein.

7.2 Veiligheid van de terminal

De LNG terminal valt onder de werking van het Besluit risico's zware ongevallen (BRZO'99). Voor de Wm-vergunningaanvraag wordt om deze reden een veiligheidsrapport uitgewerkt, waarbij de belangrijke richtlijnen van de Europese Code voor LNG-terminals (prEN 1473:2005) richtinggevend zijn. Aspecten uit het veiligheidsrapport komen in deze paragraaf van het MER aan de orde.

Tevens zal op de kwantitatieve aspecten van de risico's worden ingegaan. Hiertoe is een kwantitatieve risicoanalyse (QRA) uitgevoerd, zie bijlage 19. Deze analyse en de veiligheidsrisico's (faalfrequenties en effecten) die daarin worden onderkend, geven inzicht in plaatsgebonden risico (PR) en groepsgebonden risico (GR) in de directe omgeving van de LNG-importterminal.

7.2.1 Risico's veroorzaakt door de omgeving

In de omgeving van de LNG-terminal bevinden zich diverse bedrijven met mogelijke risico's voor de omgeving en mogelijke domino-effecten op de LNG-terminal. Het betreft hier de volgende omliggende bedrijven:

Lyondell Maasvlakte

De 10^{-8} plaatsgebonden risicocontour van Lyondell ligt circa 500 meter ten westen van de westelijke terreingrens van de LNG-terminal. Deze contour wordt ter plaatse bepaald door warmtestralingseffecten (10 kW/m^2) van de BLEVE van de propeenopslag. De overdruk van 0,1 bar ligt ver binnen deze contour [Lit.: 32]. Er zijn dan ook geen domino-effecten te verwachten op het terrein van de LNG-terminal.

Nerefco Europoort

De 10^{-8} plaatsgebonden risicocontour van Nerefco raakt aan de oostelijk wal van het Beerkanaal [Lit.: 33]. De LNG-terminal ligt ruim buiten het effectgebied van Nerefco.

Euromax

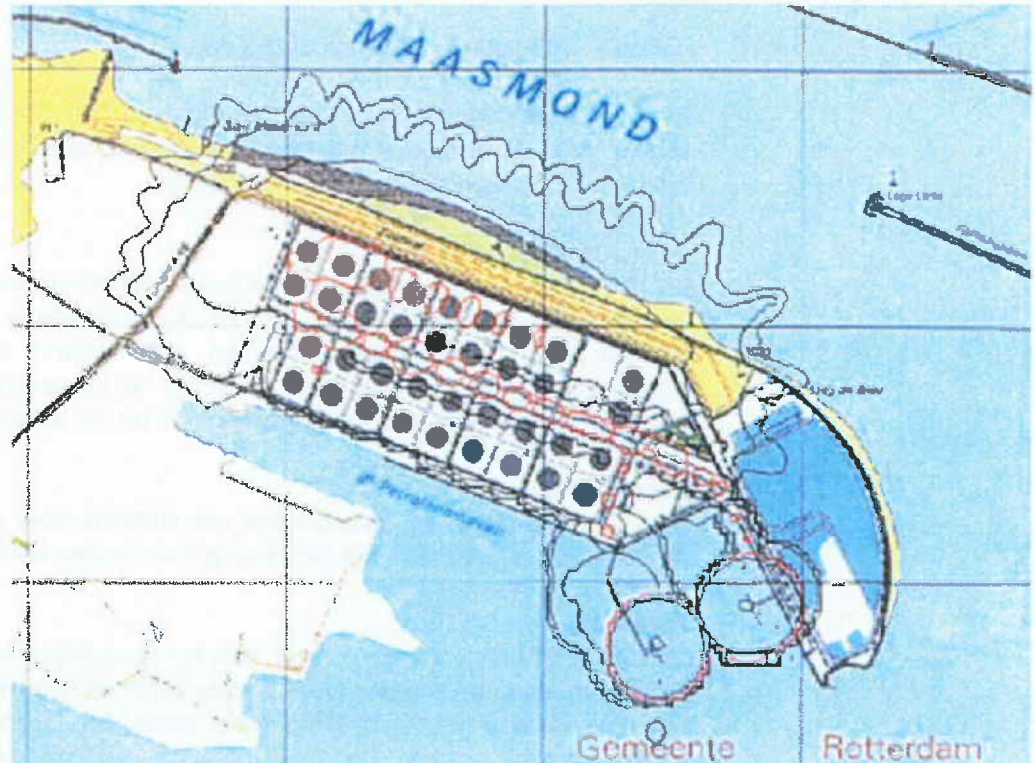
Op de Euromax-containerterminal kunnen gevaarlijke stoffen (inclusief ontplofbare stoffen) worden opgeslagen. Deze opslag zal in de noordwesthoek van het terrein van Euromax worden gebouwd. De afstand hemelsbreed bedraagt dan ongeveer 1.300 meter. Daarbij wordt de LNG-terminal grotendeels afgeschermd door de containerterminal en de MOT. Er zijn dan ook geen domino-effecten te verwachten op het terrein van de LNG-terminal.

Maasvlakte Olieterminal (MOT)

De grote olietanks van de MOT zijn uitgerust met zogeheten floating roof tanks (drijvende daken). Als scenario is eventueel een tankbrand voorstelbaar. De berekende 10^{-8} plaatsgebonden risicocontouren liggen op de grens van de inrichting ter plaatse van de grens met de LNG-terminal. De 10^{-8} plaatsgebonden risicocontour van de scheepsoverslag bij de MOT reikt over de steiger van de LNG-terminal [Lit.: 34].

Bij de scheepsverlading bij de MOT bestaat de mogelijkheid van interne explosie van (deels) lege scheepstanks. Het maximaal voorstelbare scenario is, dat een scheepstank door interne explosie faalt. Uitgaande van een maximale scheepstankgrootte van 40.000 m^3 en een maximaal mogelijke interne druk van 9 bar, is de maximaal voorstelbare afstand voor 0,1 bar overdruk 250 m. Deze effectafstand ligt ter plaatse 'nagenoeg op' de 10^{-8} -contour van de MOT (figuur 7.9).

De conclusie is dan ook dat mogelijke incidenten bij de MOT zouden kunnen escaleren naar de LNG-terminal. Met betrekking tot overdruk zal dit nadrukkelijk aandacht in het ontwerp behoeven. Om de escalerende effecten van warmtestraling te beperken zal de MOT een beroep kunnen doen op de brandblusvoorzieningen van de LNG-terminal. Ook zal worden gezien of aanvullende mitigerende maatregelen getroffen dienen te worden, zoals bijvoorbeeld het plaatsen van een stationair waterscherm tussen de MOT en de LNG-terminal, dat in geval van een calamiteit op een van deze inrichtingen direct kan worden geactiveerd.



Figuur 7.9: MOT: risicocontouren plaatsgebonden risico.

7.2.2 Bijzondere modelleringsaspecten in de QRA

De QRA is opgebouwd conform de daarvoor geldende richtlijn PGS 3, voorheen bekend onder de aanduiding CPR 18 [Lit. 35]. Daarbij is voor de LNG-terminal op een aantal aspecten afgeweken van de voorgeschreven modellering. Reden voor deze afwijking zijn de typische kenmerken van een LNG-terminal en de bij de bouw gehanteerde materialen, die gespecificeerd worden op basis van NEN-EN 1473. De PGS 3-voorschriften houden onvoldoende rekening met deze specifieke kenmerken. Het betreft hier de volgende punten:

Faalfrequentie van aangemeerd schip

PGS 3 hanteert voor het falen van een aangemeerd schip scenario's afhankelijk van het soort schip, de ligtijd in de haven en het aantal vaarbewegingen. Deze aannames zijn niet specifiek voor dit type zeeschepen. Voor de jetty zoals voorzien op de terminal, zal de faalfrequentie ten gevolge van aanvaringen op nul uitkomen, omdat er tijdens laden/lossen geen andere scheepsvaartbewegingen zijn toegestaan in de het kanaal door de Papegaaiabek. Deze faalfrequentie komt overeen met de rapportage van MARIN [Lit.: 30; bijlage 16], waarin uitvoerig en nauwgezet de kans op een aanvaring en beschadiging van het containment is gemodelleerd voor de verschillende trajecten in het Rotterdamse havengebied en buitengaats.

Faalfrequentie losleiding

De LNG-losleiding van de steiger naar de opslagtanks is een leiding die afwijkt van de standaard procesleidingen als beschreven in PGS 3. DNV heeft in een recente studie [Lit.: 36, bijlage 18] een internationale vergelijking gemaakt en daarenboven de lokale situatie in ogenschouw genomen. Op basis van deze studie is de faalfrequentie van deze leiding verlaagd. Redenen hiervoor zijn:

- de leiding heeft primair een transportfunctie;
- de leiding heeft een relatief grote pijpdiameter en lengte;
- de leiding heeft, hoewel 'on-site' gelegen, het karakter van een 'off-site' leiding;
- de leiding bevat een zeer beperkt aantal fittingen en flenzen.

Constructie van de full containment tank

De opgestelde opslagtank is een full containment tank met een zeer specifieke constructie:

Een 'full containment tank' bestaat uit een metalen binnentank, uitgevoerd in hoogwaardig nikkelstaal, een volledig betonnen buitentank en betonnen dak. Een thermische isolatie van perlietkorrels tussen de stalen binnentank met LNG en de betonnen buitentank beperkt het afdampen van LNG tot maximaal 0,05 % van de tankinhoud per dag. Mocht er een lek ontstaan in de stalen binnentank, dan stroomt het LNG in de tussenruimte en verdampt direct door contact met de relatief warme buitenwand. Bij een groot lek in de stalen binnentank zal het LNG deels verdampen en zal het niet verdampte koude LNG tegen de buitenwand gaan staan. Om die reden is een extra stalen scherm tussen de betonnen bodem en de betonnen opstaande wanden aangebracht ter voorkoming van scheurvorming en instabiliteit van de betonnen buitenwand bij de verbinding met de bodem. Verder naar boven is de betonnen buitenwand zodanig ontworpen en geconstrueerd dat bij een temperatuurverschil over de doorsnede van de betonwand van 180 °C het beton aan de koude binnenzijde krimpscheuren zal gaan vertonen maar door de betonwapening en het naspannen van het beton intact blijft.

Het vullen van de tanks vindt plaats via twee leidingen, die via het dak van de tanks in de tank uitmonden. Door afhankelijk van de kwaliteit van het aangevoerde LNG gebruik te maken van de daarvoor bedoelde losleiding (zie § 4.2.5), wordt bereikt dat volledige menging van de verschillende LNG-kwaliteiten plaatsvindt. Hierdoor wordt voorkomen dat een 'roll over' optreedt; een plotselinge onderlinge verschuiving van niet-gemengde LNG-kwaliteiten (vergelijkbaar met een stratificatie-omkeerbeweging van water in een diepe waterpartij).

Maximum Non-Credible Accident (MNCA)

Gezien de wanddikte van het beton, het voorgespannen betonijzer, de metalen binnentank en de krachtige ronde vorm is falen van de wand ongeloofwaardig. Inslag van zware objecten zal de tankwand niet doen falen. Het instantaan falen van de gehele tank is dus niet aan de orde. Het dak, dat niet voorzien is van voorgespannen beton is relatief zwakker.

Daarbij wordt opgemerkt dat het falen van het dak van een full-containment tank zoals hierboven beschreven eigenlijk alleen denkbaar is als er sprake is van een zeer grote mechanische inslag/impact (bijvoorbeeld een botsing met een massa vergelijkbaar met een klein verkeersvliegtuig). Omdat voor het falen van de tank extreem veel energie nodig is, is aangenomen dat ontsteking, gezien de hoeveelheid beschikbare energie, altijd direct zal plaatsvinden.

Hierbij zal in eerste instantie het dak instorten en in de tank een plasbrand ontstaan. De inhoud van deze tank zal (als ware het een kaars) in enkele dagen opbranden. Hierbij zullen de wanden van de tank boven vloeistofniveau verbranden/smelten/afbrokkelen. Onder vloeistofniveau blijft echter de temperatuur van -162 °C aanwezig.

Modellering full containment tank in de QRA

prEN 1473:2005 geeft aan dat voor full-containment tanks geen scenario's behoeven te worden opgenomen. Voor tanks zonder betonnen dak en/of wand, dienen volgens de deze norm wel scenario's te worden meegenomen.

PGS 3 geeft voor het catastrofaal falen van een full-containment tank een kans van 1×10^{-8} . Deze faalkans is zeer waarschijnlijk gebaseerd op tanks die bestaan uit metalen wanden en daken. De uitvoering met (voorgespannen) betonnen wanden en daken is in de procesindustrie relatief zeldzaam, terwijl deze in de LNG-branche in de wereld inmiddels de standaard is geworden.

Om de afwijkingen ten opzichte van PGS 3 zoveel mogelijk te beperken is het maximum non-credible accident als scenario in de QRA opgenomen. Hierbij is als frequentie gehanteerd: de frequentie voor het instantaan falen van een full containment tank. De kans op ontsteking is op 1 gesteld. Als vervolgsenario is een plasbrand gemodelleerd met een diameter ter grootte van de inwendige diameter van de opslagtank.

Werking ESD-systeem

Bij het optreden van lekken treden detectoren in werking en sluiten zich de ESD-kleppen of de noodkleppen. Het gaat hier om automatische inbloksystemen, waarbij de detectie van het lek en het afsluiten van de inlokafsluiters volautomatisch plaatsvindt. Indien er geen verdere onderbouwing plaatsvindt hanteert de PGS 3 de volgende uitgangspunten:

- De afsluittijd van de inlokafsluiters is twee minuten;
- De kans van falen in eenmaal per 1.000 keer (per aanspraak).

De afsluittijd van de inlokafsluiters zoals gesteld in PGS 3 wordt bepaald door drie zaken:

- De tijd tot de detectie van een lek;
- De reactietijd van het systeem;
- De tijd tot de afsluiters daadwerkelijk gesloten zijn.

In het ontwerp zoals hier geanalyseerd, is de reactietijd van het systeem instantaan en de tijd tot daadwerkelijk sluiten van de afsluiters maximaal 30 seconden. De tijd tot de detectie van een lek is variabel. Voor grote lekken (lekken met een bronsterkte > 10 kg/s) wordt gesteld dat de tijd tot detectie maximaal 30 seconden is. Dit geeft de volgende conclusies:

- De afsluittijd van de inlokafsluiters is twee minuten voor lekken met bronsterkte < 10 kg/s;
- De afsluittijd van de inlokafsluiters is één minuut voor lekken met bronsterkte > 10 kg/s.

Mogelijk explosieve situaties

In het kader van de beoordeling van risico's is nagegaan waar zich binnen de LNG-terminal mogelijk een explosieve situatie kan voordoen. Dit is alleen het geval rond de steigers. Onder elke steiger is een ruimte die aan drie kanten is ingesloten, namelijk door het LNG-schip, het water en de betonnen onderkant van de steiger. Indien hier, in geval van een LNG-spil een aardgaswolk ontstaat, kan deze bij ontsteking exploderen, met een drukgolf tot gevolg. Aan dit effect is geen frequentie toegekend. Hier wordt toch een idee gegeven van de effecten in het geval van het meest slechte scenario. De ruimte onder de steiger is circa 3.000 m^3 ($l \times b \times h = 30 \times 20 \times 5$). Uitgaande van een explosieve concentratie van 15 %, levert dit een explosieve massa op van 765 kg. Met behulp van het SAVE II-model zijn drukgolfberekeningen uitgevoerd. De volgende afstanden zijn hierbij berekend:

- 0,3-barcontour geen afstand bepaald
- 0,1-barcontour bepaald op een afstand van 43,4 meter
- 0,03-barcontour bepaald op een afstand van 145 meter.

De 0,1-barcontour reikt onder de slechts mogelijk omstandigheden tot maximaal 43,4 meter. Gezien de lage reactiviteitsklasse zal de overdruk op de steiger en het LNG-schip gering zijn. Op grond van de uitkomsten kan ontworpen worden op een maximale overdruk van 0,2 bar.

7.2.3 Resultaten QRA per installatiedeel

Het plaatsgebonden risico is voor de verschillende installatiedelen bepaald. De naamgeving van de installatiedelen verwijst naar de naamgeving die gehanteerd is in hoofdstuk 4. Binnen elk installatiedeel zijn alle relevante LNG-voerende onderdelen opgenomen in de QRA (zie ook bijlage 19).

Verklaring kleuren:

- Zwart 10^{-5} -contour
- Rood 10^{-6} -contour
- Blauw 10^{-7} -contour
- Groen 10^{-8} -contour

De plaatsgebonden risicocontouren zijn uitgerekend voor de verschillende onderdelen van de installatie en voor de installatie als geheel, en geven de kans weer dat zich bij een calamiteit dodelijke slachtoffers voordoen binnen die contour.

Als norm wordt voor nieuwe installaties de 10^{-6} -contour gehanteerd dit is de rode contour in de plaatjes. Binnen deze contour mogen zich geen kwetsbare objecten (ruwweg gedefinieerd als meerdere woonhuizen, ziekenhuizen, hotels, grote kantoren e.d.) bevinden. Voor beperkt kwetsbare objecten geldt deze contour als een richtwaarde. Beperkt kwetsbare objecten zijn alle overige objecten voorzover zij zelf niet onder de werking van het Besluit risico zware ongevallen (of andere categorieën van het Besluit externe veiligheid inrichtingen) vallen. Dit betekent dat deze normering niet geldt voor buurtbedrijven als de MOT, Euromax, Lyondell en Nerefco.

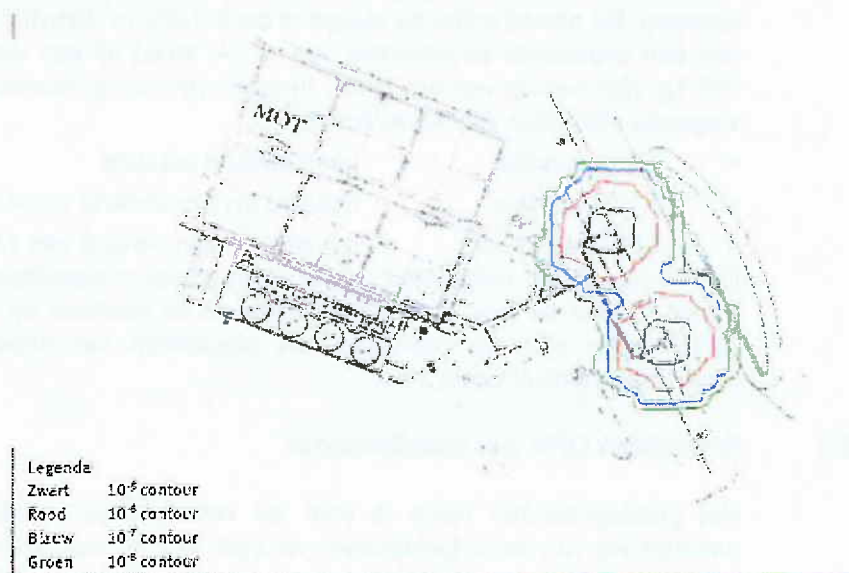
De contouren 10^{-7} (blauw) en 10^{-8} (groen), geven een 10 maal respectievelijk 100 maal kleinere kans aan dat er binnen die contour slachtoffers vallen bij een calamiteit. In industriële gebieden is het niet ongevoel dat deze contouren zich (over en weer) uitstrekken tot over het terrein van aangelegene bedrijven.

Uit alle berekeningen blijkt dat het plaatsgebonden risico van installatieonderdelen nooit groter is dan 10^{-5} .

Onzekerheden en bandbreedte risicoanalyse

De nauwkeurigheid van de resultaten van een QRA liggen ongeveer in de grootteorde van een factor 10 [Lit. 37]. Op diverse onderdelen van de risico-analyse zijn conservatieve aannames gemaakt (zie hoofdstuk 9). De gepresenteerde risico's zijn ook zeer waarschijnlijk een overschatting van de werkelijke risico's.

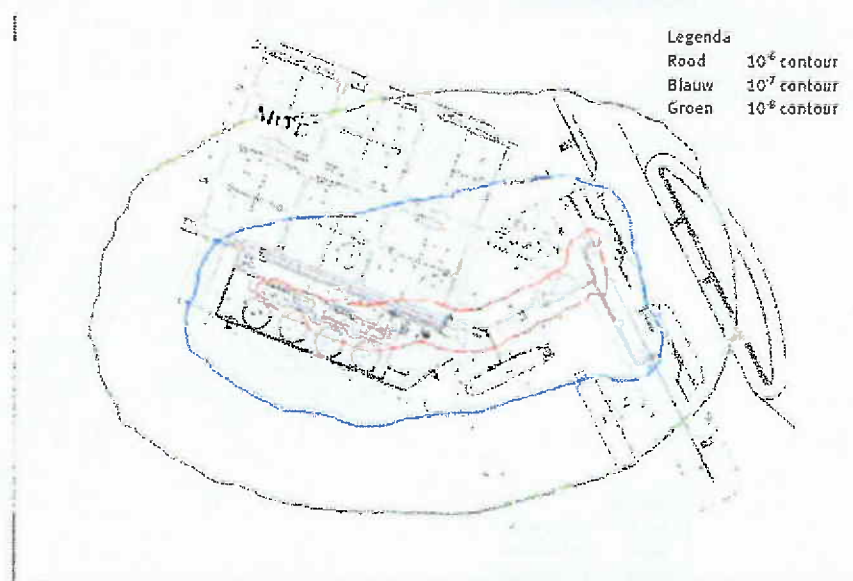
Steigers



Figuur 7.10: Plaatsgebonden risico steiger.

Het risico van de steiger (figuur 7.10) wordt vooral bepaald door het instantaan falen van de losarmen, gecombineerd met het hoge debiet tijdens het lossen ($12.500 \text{ m}^3/\text{uur}$). Ter hoogte van de losarmen zal een grote plas LNG kunnen ontstaan. Verdamping van LNG uit deze plas bepaalt de contour.

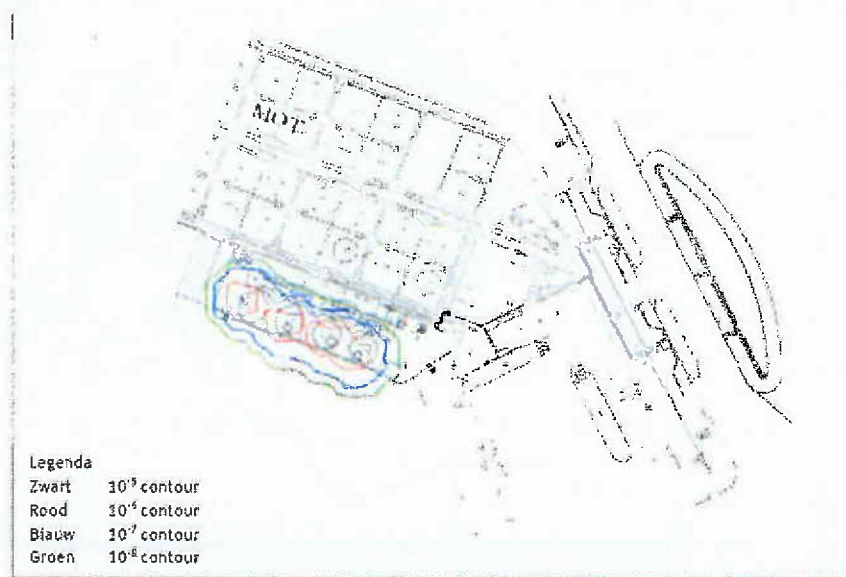
Losleidingen



Figuur 7.11: Plaatsgebonden risico losleidingen.

Het risico van de losleidingen (figuur 7.11) wordt bepaald door de grootte en de uitvoering van het onderliggende cunet danwel de goot. Doordat gekozen is voor een relatief smalle goot blijven de contouren in omvang beperkt, aangezien hierdoor de grootte van een eventuele LNG plas beperkt is en daarmee ook de verdamping van het LNG zelf.

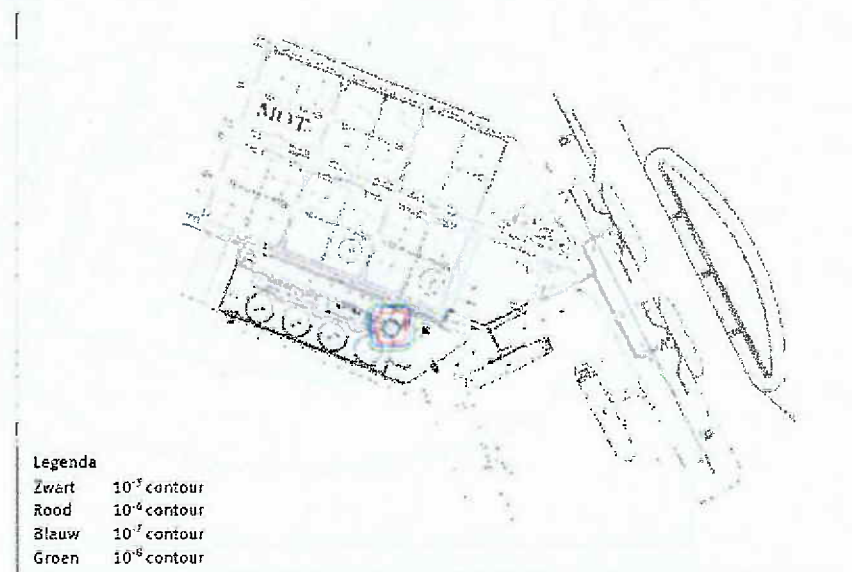
Tanks



Figuur 7.12: Plaatsgebonden risico tanks.

Het risico van de opslagtanks (figuur 7.12) wordt bepaald door het instantaan falen van het betonnen tankdak, gevolgd door directe ontsteking van het LNG. Dit resulteert direct in een plasbrand met een grootte vergelijkbaar met de diameter van de tank. Dit risico is beperkt ten opzichte van dat van de steigers en de losleidingen.

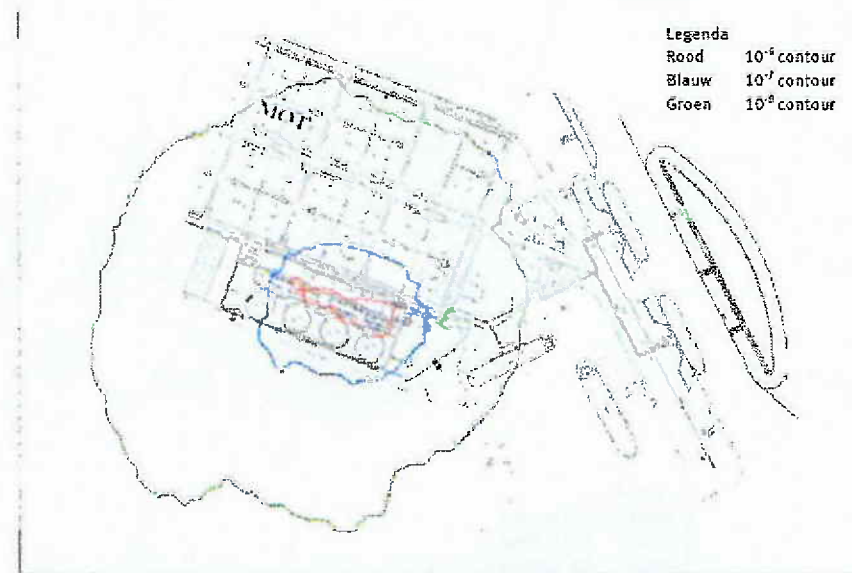
BOG-systeem



Figuur 7.13: Plaatsgebonden risico BOG-systeem.

Het risico van het BOG-systeem (figuur 7.13) is verwaarloosbaar ten opzichte van de tanks, losleidingen en steiger.

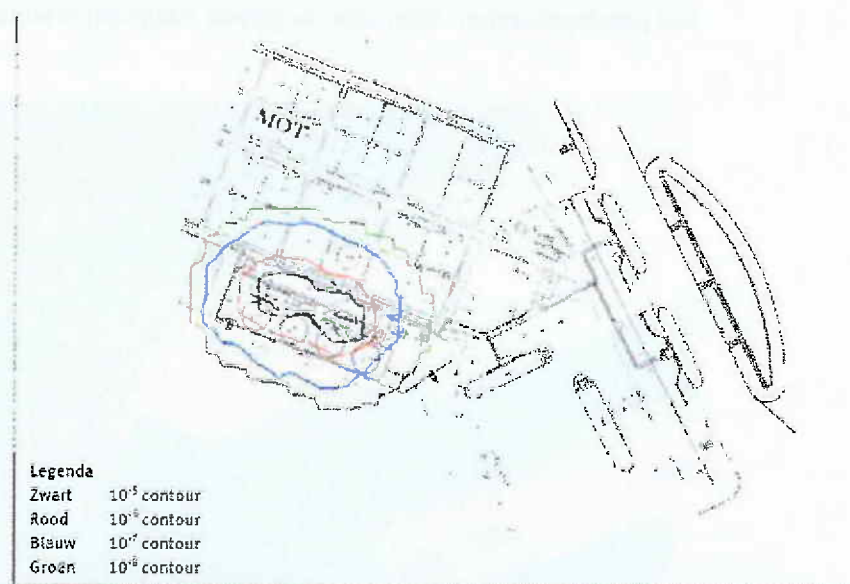
Hogedruk systeem



Figuur 7.14: Plaatsgebonden risico hogedruk systeem.

Het risico van de hogedruk systeem (figuur 7.14), bestaande uit de hogedruk pompen en de recondenser heeft een grote 10^{-8} -contour. Deze contour wordt bepaald door het instantaan falen van de recondenser.

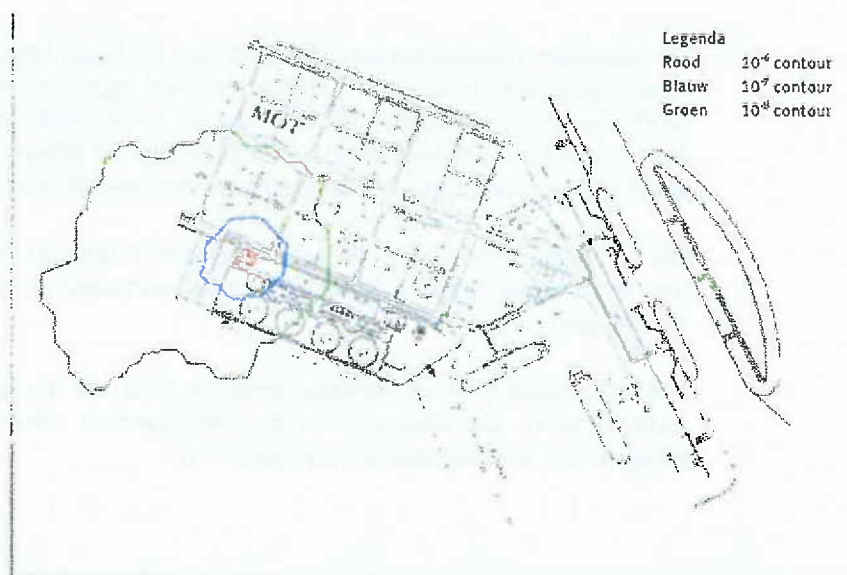
Verdampers



Figuur 7.15: Plaatsgebonden risico verdampers.

Het risico van het falen van de verdampers (figuur 7.15) is groot, maar het effect ervan is relatief klein als gevolg van geringe uitstroom van LNG per incident.

Metering



Figuur 7.16: Plaatsgebonden risico metering.

Het risico van de metering (figuur 7.16) is vergelijkbaar met de contour verkregen bij de risicoberekening voor het BOG-systeem, waar het gaat om de 10^{-6} -risicocontour.

7.2.4 Plaatsgebonden risico en groepsrisico

Het plaatsgebonden risico voor de gehele installatie is weergegeven in figuur 7.17.

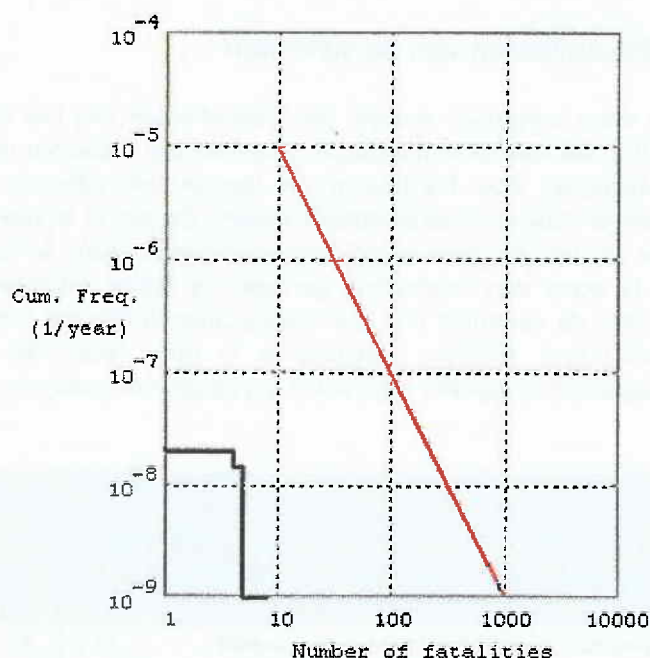


Figuur 7.17: Plaatsgebonden risico LNG-terminal (totaal).

De buitenste risicocontouren (10^{-8} /jaar en 10^{-7} /jaar) liggen ver van de woonkernen, zoals Hoek van Holland en Oostvoorne. Wel liggen ze voor een groot deel over de MOT. De 10^{-6} -risicocontour ligt slechts over het oostelijk deel van de MOT, echter niet over gebouwen, olieopslagtanks of olietankers die afgemeerd zijn. Deze risicocontour wordt hier vooral bepaald door steiger en gedeeltelijk door de losleidingen.

De 10^{-6} /jaar-contour ligt niet over kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten. Er wordt dan ook voldaan aan de normering zoals vastgelegd in het Besluit externe veiligheid inrichtingen.

Het groepsrisico wordt volledig bepaald door de aanwezigheid van personeel bij buurbedrijven. De effecten van de LNG-terminal reiken niet tot woonkernen. Het groepsrisico is weergegeven via figuur 7.18.



Figuur 7.18: Groepsrisico LNG-terminal (totaal)

Het groepsrisico blijft dan ook ruim onder de oriëntatiewaarde (rode lijn in de figuur). Met betrekking tot het groepsrisico bestaat geen eenduidige normering, maar geldt voor het bevoegd gezag een verantwoordingsplicht in het kader van de aanvraag van een vergunning Wet milieubeheer.

7.2.5 Maximum non-credible scenario (MNCA)

Reeds in § 7.2.2 is het MNCA-scenario voor de inrichting gepresenteerd. Dit scenario betreft het falen van het dak van de LNG-opslagtank. Het falen van het dak van een full containment tank, zoals hierboven beschreven is eigenlijk alleen denkbaar als er sprake is van een zeer grote mechanische impact/inslag (bijvoorbeeld een botsing met een massa vergelijkbaar met een klein verkeersvliegtuig). Omdat voor het falen van de tank extreem veel energie nodig is, is aangenomen dat ontsteking, gezien de hoeveelheid beschikbare energie, altijd direct zal plaatsvinden.

Hierbij zal in eerste instantie het dak instorten en in de tank een plasbrand ontstaan. De inhoud van de tank zal (als ware het een kaars) in enkele dagen opbranden. Hierbij zullen de wanden van de tank boven vloeistofniveau verbranden/smelten/afbrokkelen. Onder vloeistofniveau blijft echter de temperatuur van -162 °C aanwezig.

Omdat het MNCA-scenario is meegenomen in de QRA blijkt daaruit duidelijk dat de effecten van een brand in de tank binnen de grenzen van de inrichting zullen blijven.