

Middelburg, 18 november 2008
 Nummer: 08032906/30
 Afdeling, Milieuhygiëne

BESCHIKKING VAN GEDEPUTEERDE STATEN VAN ZEELAND

1. AANLEIDING

Bij besluit van 5 juni 2007, nummer RMW0706154/19, hebben wij aan Total Raffinaderij Nederland N.V. (TRN) te Nieuwdorp een revisievergunning als bedoeld in artikel 8.4, eerste lid van de Wet milieubeheer verleend voor een raffinaderij aan de Luxemburgweg 1 te Nieuwdorp.

Tegen dit besluit is door de heer J.M. Nijsten te Borssele, de vereniging "Vereniging Zeeuwse Milieufederatie" (hierna ZMF) te Goes en de coöperatie met uitgezonderde aansprakelijkheid "Coöperatie Mobilisation for the Environment U.A." (hierna MOB) te Nijmegen beroep ingesteld bij de Afdeling Bestuursrechtpraak van de Raad van State.

De Afdeling heeft op 13 augustus 2008, zaaknummer 200704489/1, uitspraak gedaan. In deze uitspraak vernietigt de Afdeling ons besluit van 5 juni 2007, kenmerk RMW0706154/19, voor zover het de voorschriften 11.2.1, 11.2.2, 11.16 betreft en voor zover daarbij geen voorschrift is gesteld ter controle van de emissie van de in voorschrift 11.16 weergegeven stoffen voor de periode tot 1 januari 2010. Daarnaast draagt de Afdeling ons op om binnen 3 maanden na de verzending van de uitspraak met inachtneming daarvan een nieuw besluit te nemen en dit op de wettelijk voorgeschreven wijze kenbaar te maken. Onderhavig besluit voorziet hierin.

2. BIJ DE BESLISSING IS REKENING GEHOUDEN MET:

In haar uitspraak overweegt de Afdeling, voor zover hier relevant, dat:

- het college voor de emissienorm van totaal stof uit fornuis 201H01 in voorschrift 11.2.1 uitgegaan is van een gemeten waarde van 35 mg/Nm³. En hierbij is niet nagegaan in hoeverre deze norm als uitvloeisel van de toepassing van de beste beschikbare technieken kan worden beschouwd (rechtsoverweging 2.6.1).
- In de BREF-R (Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries) worden geen specifieke BBT-maatregelen ten aanzien van de emissies van zware metalen genoemd. Emissies van metalen vinden plaats in de vorm van stof, of als bestanddeel van stof, waardoor er een relatie bestaat tussen de beperking van de stofemissie en de vermindering van de emissies van zware metalen (rechtsoverweging 2.7.2).
- Volgens de stukken, waaronder het deskundigenbericht, en het verhandelde ter zitting is het college bij de vaststelling van deze grenswaarden uitgegaan van de in de aanvraag weergegeven meetgegevens uit 1999. Het college heeft niet nagegaan in hoeverre de in de aanvraag vermelde waarden een uitvloeisel zijn van de voor de inrichting in aanmerking komende beste beschikbare technieken (rechtsoverweging 2.7.2).
- Het BEES-A voorziet voor onder meer SO₂, NO_x en stof in rechtstreeks werkende controlevoorschriften als hierboven bedoeld, zodat ten aanzien van de gestelde grenswaarden voor deze stoffen aan de vergunning daarnaast geen controlevoorschriften als bedoeld in artikel 8.12, vierde lid, van de Wet milieubeheer behoeven te worden verbonden (rechtsoverweging 2.8.5).
- Uit de tekst van artikel 8.12, vierde lid, volgt dat, voor zover aan de vergunning doelvoorschriften zijn verbonden, in ieder geval ook één of meerdere controlevoorschriften als bedoeld in het vierde lid aan de vergunning dienen te worden verbonden. Hierbij bestaat geen ruimte voor een afweging door het bevoegd gezag. Dit betekent dat het college één of meerdere voorschriften aan de vergunning had moeten verbinden, inhoudende dat op een daarbij aan te geven wijze moet worden bepaald of aan de in de vergunning opgenomen grenswaarden voor de in voorschrift 11.16 weergegeven stoffen wordt voldaan. De voorschriften 7.7, 7.8 en 11.17 van de vergunning zijn, gezien de strekking daarvan, te onbepaald om deze aan te merken als controlevoorschriften in de zin van artikel 8.12, vierde lid, van de Wet milieubeheer (rechtsoverweging 2.8.6).

In het Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF-R) staat vermeld dat de bubble approach speciaal voor lucht emissies BBT is. De uitspraak van de Afdeling geeft ook aan dat de prestatieranges vertaald naar het zogenoemde bubble concept niet in het geschil is.

In de BREF-R is op pagina 397 onder "Reduction of Emissions to Air" als algemene regel opgenomen: *Use clean RFG and, if necessary to supply the rest of the refinery energy demand, liquid fuel combined with control and abatement techniques (see Section 5.2.10) or other fuel gases such as natural gas or LPG.*

In de BREF-R is op pagina 408-409 onder "BAT 10 Energy Systems" ten aanzien van de stofemissie het volgende opgenomen:

Reduce particulate emissions (particulates from liquid firing contain Ni, V) to 5 – 20 mg/Nm³ by applying a suitable combination of:

1. *reducing the fuel consumption (increasing the energy efficiency.)*
2. *maximising the use of gas and low ash content liquid fuels (see 4.10.5.1)*
3. *steam atomisation on the liquid fuels (see 4.10.5.2)*
4. *ESP or filters in the flue gas of furnaces and boilers when heavy liquid fuel is used (see 4.10.5.3-4).*

One Member State claims that the range for particulates should be 30 – 50 because those values are consistent with 95% abatement. Industry rationale for the range 5 to 50 mg/Nm³ is that this is consistent with the whole range reported in Chapter 4.

In zijn advies van 20 december 2007, kenmerk StaB/37859/H, stelt de adviseur van de Stichting Adviesring Bestuursrechtspraak onder paragraaf 7.4.5 over de bovenstaande BBT maatregelen het volgende:

1. *Het eerst genoemde punt (optimale energiehuishouding) is continu aandachtspunt bij TRN, vooral vanwege de kostenbesparingen.*
2. *De techniek steam-atomisation (stoominjectie) wordt bij TRN toegepast.*
3. *Uit informatie van TRN blijkt dat de vloeibare brandstoffen laag in asgehalte zijn (0.02%-0.03%).*
4. *Het toepassen van een Electrostatic precipitator (ESP) lijkt bedoeld te zijn voor raffinaderijen waar cat-cracking plaatsvindt (zie paragraaf 4.23.4.2 van de BREF-R). Dit staat niet zo expliciet verwoord in BAT maar kan wel uit de paragrafen 4.23.4.2 en 4.10.5.4 worden afgeleid ("widely applied in FCC's").*

In de BREF-R op pagina 250-251 onder 4.10.5.3 Filters en 4.10.5.4 Electrostatic precipitator (ESP) staat dat

- *Filters are normally used for cleaning flue gases with flows below 50000 Nm³/h.*
- *ESP can achieve dust emissions of 5-50 mg/Nm³.*

In de NeR oplegnotitie over de Raffinaderijen (NeR 3.5.8) wordt ten aanzien van stof het volgende vermeld:

- Split view range: 5–50 mg/Nm³.
- De best beschikbare technieken voor de reductie van stofemissies:
 - Brandstofverbruik reduceren
 - Gebruik zo veel mogelijk gas en vloeibare brandstoffen met een laag asgehalte
 - Steam atomisation van vloeibare brandstoffen
 - ESP of filters in de verbrandingsgassen wanneer gebruik wordt gemaakt van zware vloeibare brandstoffen.
- Nederlands overheidsstandpunt: BEES A.

Ten aanzien hiervan overwegen wij het volgende:

1. Algemeen

In de BREF-R is aangegeven dat in het algemeen geldt dat het gebruik van gas als brandstof in ketels en fornuizen voorkeur geniet boven het gebruik van olie als brandstof. Echter, iedere raffinaderij heeft zijn eigen configuratie en specifieke kenmerken. Voor TRN geldt dat al het geproduceerde refinery fuel gas (RFG) als brandstof wordt ingezet, echter een deel van de benodigde energie zal uit olie gewonnen blijven worden. De oorzaak hiervan is dat bij TRN een Hydro-cracker aanwezig is, waardoor relatief weinig gas (RFG=refinery fuel gas) binnen de raffinaderij ontstaat. TRN zet wel alle geproduceerd RFG als

brandstof in. Om meer gas te kunnen inzetten zou er gesuppleerd moeten worden met aardgas. Tot 2007 waren er beperkingen om extra aardgas als brandstof in te kunnen zetten. De capaciteit van de toevoer was een probleem en ook mocht TRN maar een beperkte hoeveelheid aardgas bij het RFG bijmengen. Deze beperkingen zijn of worden opgeheven, waardoor meer aardgas bij het RFG bijgemengd kan worden. De stopgebonden wijzigingen worden in de onderhoudsstop van 2009 uitgevoerd en in de loop van 2009 wordt het geheel operationeel. Dat betekent dat na de onderhoudsstop minder olie als brandstof gebruikt zal worden en dan nog vrijwel uitsluitend op het crude-fornuis 201H01.

Wij beschouwen oliestook op het crude fornuis als BBT, temeer omdat dit fornuis is voorzien van een DeNOx-installatie. Wanneer op dit fornuis uitsluitend gas als brandstof gebruikt wordt, veranderen de omstandigheden zodanig dat de effectiviteit van de DeNOx in gevaar komt. De intentie van TRN is geen 100% oliestook op het crude fornuis toe te passen om aan de SO₂ emissie-eis te voldoen. Diverse andere fornuizen moeten vanuit veiligheidsoverwegingen de mogelijkheid behouden om olie te stoken. Bij storingen aan het RFG-net zullen die fornuizen dan niet uitvallen, zo wordt voorkomen dat een gehele unit of de gehele raffinaderij afschakelt en er afgefabriceerd wordt.

2. Voor Stofemissies

2.a. Oliegestookte fornuizen

In het vernietigde voorschrift 11.2.1 was een emissienorm voor het fornuis 201H01 van 35 mg/Nm³ (bij 3% zuurstof) als uurgemiddelde vastgelegd. Dit uurgemiddelde is gebaseerd op het gemiddelde van 6 gemeten waarden met olie als brandstof bepaald door 3 meetdiensten, zijnde SGS, KEMA en de Provincie Zeeland. In de periode tussen het van kracht worden van de vigerende vergunning en eind oktober 2008 zijn er diverse aanvullende stofmetingen op het fornuis 201H01 uitgevoerd. De metingen zijn uitgevoerd gedurende een aaneengesloten periode van 8 uur. Binnen deze periode heeft het zogenaamde "roetblazen" plaatsgevonden. Het roetblazen heeft als belangrijkste doel de energie efficiency te verhogen; het voorkomt vervuiling van de fornuizen. De roetvorming wordt geminimaliseerd doordat TRN zorgt voor een volledige verbranding van de olie. Dit wordt gewaarborgd doordat er bij elk fornuis het zuurstofgehalte in de verbrandingsgassen wordt gemeten. Er dient altijd nog een minimale hoeveelheid zuurstof in de verbrandingsgassen aanwezig te zijn. Het roetblazen vindt 1 maal per 8 uur plaats. Deze metingen komen uit op een gemiddelde van 35 mg/Nm³ (uurgemiddelde, bij 3% zuurstof). De spreiding van de metingen laat echter niet toe om de 35 mg/Nm³ als maximum in de voorschriften op te nemen. Op basis van alle metingen wordt in deze vergunning een nieuwe vergunningnorm voor oliegestookte fornuizen van 50 mg/Nm³ opgenomen, zijnde het gemiddelde plus twee maal de standaard afwijking.

Om na te gaan of deze norm voldoet aan BBT hebben wij de volgende documenten geraadpleegd: BREF-R, BEES-A, NeR, Actieplan Fijn stof en Industrie.

In hoofdstuk 5 van de BREF-R (p. 408/409) wordt ten aanzien van 'energy systems' een waarde van 5- 20 mg/Nm³ genoemd, met als splitviews 30-50 en 5-50 mg/Nm³. De NeR oplegnotitie vermeldt de splitview van 5-50 mg/Nm³ en verwijst naar BEES-A. BEES A vermeldt geen stofemissienorm voor fornuizen van raffinaderijen; alleen de range uit de BREF-R van 5-50 mg/Nm³ wordt vermeld. Hierbij wordt noch in de BREF-R noch in de NeR oplegnotitie specifiek aangegeven wat de middelingstijd is voor deze stofemissienormen. In hoofdstuk 5 (p. 392) van de BREF-R staat evenwel aangegeven: "all emission levels associated with BAT given in this chapter are daily averages unless stated otherwise". Daarom moet worden aangenomen dat de splitview 5-50 mg/Nm³ een daggemiddelde aangeeft.

Uurgemiddelde waarden, daggemiddelde waarden en jaargemiddelde waarden zijn niet 1 op 1 met elkaar te vergelijken. Er bestaat een statistisch verband tussen deze verschillende gemiddelden.

- een daggemiddelde is een factor 0,7 van het (half)uurgemiddelde; (uitspraak RvS zaak 200504822/1)
- een jaargemiddelde is een factor 2 lager dan een daggemiddelde. (StaB/37193H).

Dit betekent dat de voorgeschreven norm van 50 mg/Nm³ (bij 3% zuurstof) als uurgemiddelde (voor oliestook) overeen komt met 35 mg/Nm³ als daggemiddelde en 17,5 mg/Nm³ als jaargemiddelde.

De vergunde emissienorm van 50 mg/Nm³ uurgemiddelde (bij 3% zuurstof) (dat overeenkomt met 35 mg/Nm³ daggemiddelde) valt binnen de BREF-R range, de in de NeR verwezen BEES A range en de in de BREF-R genoemde referentiewaarden.

Ten aanzien van de oliegestookte fornuizen komen wij tot de conclusie dat van de 4, in de BREF-R genoemde, BBT-maatregelen alleen de vierde techniek niet aanwezig is: TRN beschikt niet over een ESP of filters om de emissie van stof te reduceren. Wij zijn van mening dat deze technieken in het bijzonder bij FCC (Fluid Catalytic Cracking) worden toegepast, een proces dat binnen TRN niet aanwezig is. Tevens ligt de hoeveelheid verbrandingsgas van het oliegestookte crude fornuis 201H01 een factor 2.5 boven de in de BREF-R genoemde werkingsgrens van filters van maximaal 50000 Nm³/uur. Ook het toepassen van een ESP is bij TRN niet aan de orde omdat de ingangconcentratie van gemiddeld 35 mg/Nm³ al binnen de range valt wat een ESP als uitgangconcentratie heeft (5-50 mg/Nm³).

Op basis van de feitelijke brandstofinzet voldoet de jaargemiddelde bubble-stofemissie aan de strengste range van 5-20 mg/Nm³ uit de BREF, zonder dat er filters of een ESP worden gebruikt. Ook uit dit oogpunt is het daarom geen BBT om aanvullende technieken te eisen (zie de key findings op blz. 393/394 van de BREF-R). Doordat de brandstofinzet na 2010 zal veranderen (meer gasstook) zal de emissie van stof nog verder afnemen.

Ten aanzien van het actieprogramma fijn stof merken wij het volgende op:

In hoofdstuk 4.4 van het actieplan staat er beschreven dat bij raffinaderijen met kraakprocessen geen doekfilters worden toegepast. Bij 4 van de 5 Nederlandse raffinaderijen worden katalytische kraakprocessen gebruikt om aardolie om te zetten in bruikbare producten. TRN heeft geen FCC (katalytisch kraakproces). Zoals hierboven vermeld staat is het voor de installaties bij TRN niet gebruikelijk om filterende afscheiders te gebruiken. Algemeen merken wij ook op dat de best beschikbare technieken worden vastgesteld in IPPC kader, voor de raffinaderijen is dit in eerste instantie de BREF-R. Dit is ook in overeenstemming met artikel 5a.1 lid 2 van het Inrichtingen- en vergunningenbesluit milieubeheer. Een schatting van de kosteneffectiviteit voor het plaatsen van een keramisch filter na het crude fornuis komt in een range van 150 tot ruim 350 euro per kg stof reductie. Dit ligt hoger dan de NeR referentiewaarde, en ligt zelfs hoger dan de bandbreedte voor verkeersmaatregelen zoals gehanteerd door het MNP.

Conclusie: TRN past ten aanzien van stofemissie uit puntbronnen de best beschikbare technieken toe die op haar van toepassing zijn.

2.b. Bubble stofemissienorm

In hoofdstuk 4 (blz. 273) staan 2 bubble referentiewaarden vermeld met een maand en jaar als middelingstijd:

- 30 – 50 mg/Nm³ @ 3% O₂ als maandgemiddelde
- 15 – 50 mg/Nm³ @ 3% O₂ als jaargemiddelde.

Uurgemiddelde waarden, daggemiddelde waarden en jaargemiddelde waarden zijn niet 1 op 1 met elkaar te vergelijken. Er bestaat een statistisch verband tussen deze verschillende gemiddelden.

- een daggemiddelde is een factor 0,7 van het (half)uurgemiddelde; (uitspraak RvS zaak 200504822/1)
- een jaargemiddelde is een factor 2 lager dan een daggemiddelde. (StaB/37193H).

Dit betekent dat de voorgeschreven norm van 50 mg/Nm³ (bij 3% zuurstof) als uurgemiddelde (voor oliestook) overeen komt met 35 mg/Nm³ als daggemiddelde en 17,5 mg/Nm³ als jaargemiddelde.

Voor het berekenen van voorgeschreven bubble - stofnorm wordt in voorschrift 11.2.2 als waarde voor oliestook de 35 mg/Nm³ gehandhaafd.

BEES A vermeldt geen stofemissie norm voor fornuizen van raffinaderijen; alleen de range uit de BREF-R van 5-50 mg/Nm³ wordt vermeld.

De vergunde emissienorm van 50 mg/Nm³ uurgemiddelde valt binnen de BREF-R range, de in de NeR verwezen BEES A range en de in de BREF-R genoemde referentiewaarden.

Bij meer gasstook zal de stofemissienorm evenredig verlagen. In voorschrift 11.2.2. is toegevoegd dat de jaaremissie voor totaal stof beneden de 20 mg/Nm³ dient te blijven. Deze waarde zit in de BREF-R bubble range van 15-50 mg/Nm³ (jaargemiddelde)

De specifieke lokale omstandigheden vereisen niet dat wij scherper dienen te vergunnen dan BBT (zie paragraaf 5.8.11 van de huidige vergunning).

Conclusie: Voor de bubble stof emissienorm wordt volgens ons voldaan aan BBT.

Voorschriften 11.2.1 en 11.2.2 zijn aangepast.

3. voor diverse Zware metalen

Zware metalen zitten aan de stofdeeltjes in de rookgassen gebonden. BBT om de emissie van zware metalen te verminderen worden in de BREF-R niet genoemd, maar wanneer de emissie van stof wordt beperkt, wordt gelijktijdig de emissie van zware metalen naar de atmosfeer beperkt.

Op grond van artikel 9, derde lid van de IPPC, moeten aan vergunningen emissiegrenswaarden worden vastgelegd voor onder meer metalen.

Jaarvrachten van de verschillende zware metalen en organische stoffen zoals die de afgelopen jaren in de MJV's zijn gerapporteerd zijn vergeleken met de in de NeR vermelde grensmassastromen. De gemiddelde emissie (plus 3 maal de standaard afwijking) over de jaren 2004 tot en met 2007 van elementen/stoffen Koper (Cu), Zink (Zn), Lood (Pb), PAK's (10 van VROM), Fluorantheen, toluene en niet gehalogeneerde aromaten komen niet boven de grensmassaastroom uit, hiervoor zijn dan ook geen emissienormen opgenomen conform NeR § 2.3.5 en § 2.3.6. De elementen/stoffen Cadmium (Cd), Chroom (Cr), Kwik (Hg), Nikkel (Ni), Arseen (As), Seleen (Se), Vanadium (V), Benzeen, etheen en formaldehyde komen wel boven de grensmassaastroom uit. Voor de elementen benzeen, etheen en formaldehyde is er geen norm vastgelegd omdat deze elementen worden berekend per fornuis met omrekeningsfactoren in het milieujaarverslag. In voorschrift 11.16 is voor de overige elementen die boven de grensmassaastroomwaarden uitkomen een norm als jaarvracht vastgelegd. Met uitzondering voor de Nikkelemisatie zijn de vastgelegde normen voor de andere elementen strenger dan wat de NeR vermeldt (hierbij is als vergelijk de "NeR" concentratienorm vermenigvuldigd met de gemiddelde hoeveelheid Nm³ per jaar); de vastgelegde norm is de gemiddelde emissie plus 3 maal de standaard afwijking. De emissies van de afgelopen jaren hebben aangetoond dat de emissie aanzienlijk lager is dan wat de berekende NeR jaarvracht voorstelt.

Conclusie: De emissies van zware metalen bij TRN voldoen ruimschoots aan de normen zoals gesteld in de NeR en voldoen daarmee aan BBT.

4. Voor monitoring

Ten aanzien van monitoring: TRN beschikt over een milieuzorgsysteem wat volgens ISO 14001 is gecertificeerd. In paragraaf 5.1 van de BREF-R, worden de Generic BBT genoemd. Op blz. 395/396 worden de "BAT for Good Housekeeping and Environmental Management" genoemd. Een Milieuzorgsysteem (MZS) wordt als BBT aangemerkt, waarbij wordt opgemerkt dat een monitoringsysteem onderdeel kan uitmaken van een MZS. Verder wordt in deze paragraaf verwezen naar paragraaf 4.15.1 van de BREF-R, waarin o.a. wordt gesteld dat een MZS gebaseerd kan zijn op internationale normen als ISO 14000 serie. Een MZS is dus BBT.

Verder geldt dat TRN ieder jaar een milieujaarverslag (MJV) dient op te stellen, vanaf 2007 ook in het kader van de E-PRTR. Dit MJV wordt door ons gevalideerd. Ook tijdens reguliere controlebezoeken wordt het meet- en registratiesysteem geïnspecteerd en beoordeeld.

Het hebben van een meet- en registratiesysteem (MRS) is in de vergunning geborgd in voorschrift 7.7. Op grond van dit voorschrift hoeft het MRS niet ter goedkeuring worden voorgelegd. TRN heeft op 28 augustus 2008 haar gereviseerde monitoringsplannen ingediend. Het betreft de volgende plannen:

- SO₂-monitoringsplan, rev. 1.6
- Monitoringsplan emissie naar atmosfeer, rev. 1.3 (betreft stof, CO, N₂O, C_xH_y, enkele zware metalen en enkele organische stoffen)
- Monitoringsplan bepaling freon-, NH₃-, Cl₂- en HCl-emissie naar atmosfeer, rev. 5.

Mededelingen

1. Beroep

Wij herinneren belanghebbenden, voor zover nodig, aan het bepaalde in artikel 20.1 van de Wet milieubeheer en artikel 6:7 van de Algemene wet bestuursrecht, op grond waarvan gedurende zes weken vanaf de dag na de dag waarop een exemplaar van de beschikking ter inzage is gelegd, beroep kan worden ingesteld bij de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State, Kneuterdijk 22, 2514 EN 's-Gravenhage. Het beroepschrift moet in tweevoud worden ingediend.

Indien tegen dit besluit beroep wordt ingesteld kan overeenkomstig het bepaalde in artikel 36 van de Wet op de Raad van State en artikel 8:81 van de Algemene wet bestuursrecht een verzoek tot het treffen van een voorlopige voorziening worden ingediend. Dit verzoek moet worden gericht aan de voorzitter van de Afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad van State, Kneuterdijk 22, 2514 EN 's-Gravenhage.

2. Een afschrift van dit besluit is toegezonden aan:

1. Het college van burgemeester en wethouders van de gemeente Borsele.
2. VROM-Inspectie regio Zuid-West.
3. Rijkswaterstaat.
4. De Arbeidsinspectie, regio Zuid-West.
5. Veiligheidsregio Zeeland.
6. De appellanten in de beroepszaak 200704489/1 ten aanzien waarvan op 13 augustus 2008 uitspraak is gedaan.

Deze protocollen zijn door ons beoordeeld. TRN heeft hiermee aangetoond dat hun meet- en registratiesysteem voldoende is gedocumenteerd en voldoet aan voorschrift 7.8 van de Wet milieubeheer vergunning. Voorschrift 7.9 is hiervoor toegevoegd.

5. BESLUIT

Op grond van het voorgaande hebben wij besloten om de vergunning van Total Raffinaderij Nederland N.V. (TRN) van 5 juni 2007, nummer RMW0706154/19 als volgt te wijzigen:

- Voorschrift 7.9 wordt toegevoegd:

7.9

De vergunninghouder bepaalt de emissies naar de atmosfeer voor stof en zware metalen conform het monitoringsplan emissie naar atmosfeer, rev. 1.3 (dat als bijlage 1 is toegevoegd). De vergunninghouder legt wijzigingen van dit monitoringsplan, vóór invoering, ter goedkeuring voor aan de directie Ruimte, Milieu en Water.

- Voorschriften 11.2.1, 11.2.2 en 11.16 worden als volgt gewijzigd:

11.2.1

Met betrekking tot de uitwerp van totaal stof uit enig fornuis, dat deels of geheel gestookt wordt op olie, geldt dat de emissie als uurgemiddelde niet meer bedraagt dan 50 mg/Nm^3 (droog, bij 3% zuurstof), gemeten gedurende 8 uren inclusief roetblazen.

11.2.2

Met betrekking tot de uitwerp van totaal stof uit verbrandingsprocessen geldt dat de totale emissie (als bubble) als jaargemiddelde niet meer bedraagt dan: $(E_o \times 35) + (E_g \times 5) \text{ mg/Nm}^3$ met een maximum van 20 mg/Nm^3 (droog, bij 3% zuurstof), waarin:

E_o = % van de totale energie-input wat met olie wordt opgewekt;

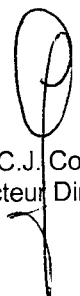
E_g = % van de totale energie-input wat met gas wordt opgewekt.

11.16

De emissies van de volgende stoffen worden niet overschreden:

component	hoeveelheid (kg/j)
Cadmium	10
Chroom	200
Kwik	8
Nikkel	2.900
Selenium	40
Arseen	40
Vanadium	4200

Overeenkomstig het door gedeputeerde staten genomen besluit,


drs. C.J. Colijn,
directeur Directie Ruimte, Milieu en Water.

BIJLAGE 1

Monitoringsplan

Emissie naar Atmosfeer

(betreft: stof, CO, N₂O, C_xH_y, enkele zware metalen en enkele organische stoffen)



Total Raffinaderij Nederland N.V.

6.	KWALITEITSBORGING.	25
6.1.	Interne Audits.	25
6.2.	Documentenbeheer.	25
6.3.	Register van Registraties.	26
6.4.	Opslag van Informatie.	26
6.5.	Uitbesteding.	26
7.	ORGANISATIE.	27
7.1.	Organogram.	27
7.2.	Taken, Bevoegdheden en Verantwoordelijkheden.	28
8.	AFKORTINGEN EN DEFINITIES.	29
Bijlage I.	Bronstromen.	30
Bijlage II.	Meetinstrumenten.	35
Bijlage III.	Stof (p = 1).	37
III.1.	Emissiefactor.	37
III.2.	Emissieoverzicht.	38
III.3.	Fakkelemissie.	39
Bijlage IV.	CO (p = 2).	40
IV.1.	Emissiefactor.	40
IV.2.	Emissieoverzicht.	43
Bijlage V.	N₂O (p = 3).	44
V.1.	Emissiefactor.	44
V.2.	Emissieoverzicht.	45
Bijlage VI.	C_xH_y-(p = 4).	46
VI.1.	Emissiefactor.	46
VI.2.	Emissieoverzicht.	49
Bijlage VII.	Enkele Zware Metalen en Enkele Organische Stoffen.	50
VII.1.	Emissiefactor.	50
VII.2.	Emissieoverzicht.	52
Bijlage VIII.	Monsternamepunten en Technische Tekeningen.	53
Bijlage IX.	Procedures.	54

1. ALGEMENE BEDRIJFSGEGEVENS.

1.1. Algemene Gegevens Bedrijfslocatie.

Tabel 1.1. Algemene gegevens van de bedrijfslocatie.

gegevens bedrijfslocatie	
naam	Total Raffinaderij Nederland
bezoekadres	Luxemburgweg 1, 4455 TM Nieuwdorp
postadres	Postbus 210, 4380 AE Vlissingen
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 000
faxnummer	+ 31 – (0) 113 – 613 644
vergunninghouder	Total Raffinaderij Nederland N.V. C. Gueguen (General Manager)
eventuele gemachtigde	R. Adriaansens (Operations Director)
naam van de eigenaar van de inrichting	Total (55 %) & Dow (45 %)
moedermaatschappij	Total S.A. & The Dow Chemical Company

gegevens contactpersoon	
naam	ir. J.W. van Nieuwenhuijsen
functie	Environmental Engineer
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 263
e-mail	johannes.vannieuwenhuijsen@trn.nl

gegevens plaatsvervanger	
plaatsvervanger	A.H. van der Blonk
functie	Superintendent Environmental Section
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 259
e-mail	guus.van-der-blonk@trn.nl

gegevens lokaal bevoegd gezag	
lokaal bevoegd gezag	Provincie Zeeland
naam	J.E. Martijn
functie	handhaver
telefoonnummer	+ 31 – (0) 118 – 631 738
e-mail	je.martijn@zeeland.nl

Tabel 1.2. Aanwezige managementsystemen.

managementsysteem	omschrijving	status
kwaliteit	ISO 9001 – 2000	actief
milieu	ISO 14001 – 2004	actief
veiligheid	ISRS - DNV, niveau 8	actief
inspectie	IVG	actief

1.2. Hoofddijnen Bedrijfsactiviteiten.

1.2.1. Plaats van de Inrichting.

Total Raffinaderij Nederland N.V. is gevestigd in het industriegebied Vlissingen-Oost (Havennummer 6501) aan de Luxemburgweg 1 te Nieuwdorp in gemeente Borsele. De grootte van het bedrijfsterrein is ongeveer 140 ha; het bedrijfsterrein is gelegen aan de Van Cittershaven. Aan de Westerschelde bevindt zich de zeesteiger van de raffinaderij.

Het wereldconcern Total, waartoe de raffinaderij behoort, is ontstaan door samenvoeging van de multinationals Total, Petrofina en Elf. Daarnaast is Dow mede-eigenaar van de raffinaderij.

Total Raffinaderij Nederland N.V. Milieusectie	14 augustus 2008 pagina 4 van 54
---	-------------------------------------

Dit monitoringsplan heeft betrekking op de gehele inrichting van Total Raffinaderij Nederland N.V.

1.2.2. Installaties met Emissie naar Atmosfeer.

De installaties waar de betreffende emissie naar atmosfeer plaats vindt zijn alle verbrandingsinstallaties van de raffinaderij, beide zwavelterugwinningseenheden en beide fakkels.
In paragraaf 1.3. zijn alle installaties en bronnen aangegeven.

1.2.3. Procesbeschrijving.

Aardolieverwerking in het algemeen

Aardolie wordt op een veelheid van vindplaatsen in de wereld gewonnen, bij de aardoliebronnen ontgast en vervolgens getransporteerd naar een raffinaderij voor verwerking tot commerciële aardolieproducten. Tijdens het raffinageproces wordt aardolie gescheiden in destillatiefractionen op basis van verschil in kookpunt van de aanwezige aardoliecomponenten waardoor uiteenlopende halfproducten beschikbaar komen.

Voor de omzetting (conversie) van zwaardere naar lichtere en waardevollere aardoliefractionen zijn diverse thermische en katalytische kraakprocedures mogelijk, afhankelijk van de configuratie (aanwezige typen procesinstallaties en de samenhang van de betreffende raffinageprocessen). De omzettingsgraad en de flexibiliteit daarin maakt het mogelijk om aan de vraag van de markt te voldoen.

De halfproducten worden gescheiden en verder behandeld in specifieke installaties om te bewerkstelligen dat de eindspecificaties van de producten kunnen worden gehaald. Door menging en gebruik te maken van speciale toevoegingen worden de producten op de vereiste specificaties gebracht voor de uiteindelijke applicatie.

De productieprocessen zijn continu in bedrijf. Ter optimalisatie van de bedrijfsopbrengsten bij wisselende voedingssamenstellingen en ter verkrijging van de gewenste productkwaliteiten worden de processen bewaakt en bijgestuurd met samenhangende geavanceerde procesregelsystemen.

Situatie bij TRN

De verwerkingscapaciteit van de raffinaderij bedraagt circa 7,4 miljoen ton aardolie per jaar. De aangeleverde aardolie is momenteel vooral afkomstig uit Afrika, het Midden-Oosten en uit de Noordzee. De producten worden grotendeels afgezet naar bestemmingen in de Benelux en Duitsland.

Een vereenvoudigd productieschema is bijgevoegd.
De raffinaderij-installaties zijn opgedeeld in de gebieden:

- *Proces 1,*
- *Proces 2,*
- *Offsites,*
- *Utilities.*

Elk gebied is verder opgedeeld in productie-eenheden. Deze productie-eenheden zijn kort beschreven.

Proces 1.

Atmosferische Destillatie Eenheid (unit 201). Het doel van de Atmosferische Destillatie Eenheid is het scheiden van ruwe aardolie in diverse productstromen. Dit geschiedt door middel van destillatie.

Nafta Fractionatie Eenheid (unit 202). Het doel van de Nafta Fractionatie Eenheid is het scheiden van nafta van de Atmosferische Destillatie Eenheid in diverse productstromen. Dit geschiedt door middel van destillatie.

Hydrobon Eenheid (unit 211). Het doel van de Hydrobon Eenheid is het verwijderen van organische zwavelverbindingen uit nafta van de Atmosferische Destillatie Eenheid. Dit geschiedt door hydrogenatie.

Platformer Eenheid (unit 221). Het doel van de Platformer Eenheid is het verhogen van het octaangetal van nafta. Dit geschiedt door aromatiseren van nafta met behulp van een katalysator.

Destillaat Ontzwaveling Eenheid (unit 231). Het doel van de Destillaat Ontzwaveling Eenheid is het verwijderen van organische zwavelverbindingen uit gasolie (lichte en medium) en kerosine. Dit geschiedt door hydrogenatie.

LPG Fractionatie Eenheid (unit 241). Het doel van de LPG Fractionatie Eenheid is het scheiden van LPG van de Nafta Fractionatie Eenheid in diverse productstromen. Dit geschiedt door middel van destillatie.

Isopentaaan Merox Eenheid (unit 251). Het doel van de Isopentaaan Merox Eenheid is het verwijderen van organische zwavelverbindingen in isopentaaan van de Nafta Fractionatie Eenheid. Dit geschiedt door isopentaaan in contact te brengen met natronloog.

LPG-Merox Eenheid (unit 252). Het doel van de LPG-Merox Eenheid is het verwijderen van waterstofsulfide en organische zwavelverbindingen in LPG van de LPG Fractionatie Eenheid. Dit geschiedt door LPG in contact te brengen met amine en natronloog.

Kero Merox Eenheid (unit 261). Het doel van de Kero Merox Eenheid is het oxideren van organische zwavelverbindingen in kerosine van de Atmosferische Destillatie Eenheid. Dit geschiedt door kerosine in contact te brengen met natronloog, lucht, een katalysator, een zoutfilter en een kleifilter.

Amine Behandeling Eenheid (unit 291). Het doel van de Amine Behandeling Eenheid is waterstofsulfide te verwijderen uit zuurgas dat afkomstig is van diverse proceseenheden. Dit geschiedt door middel van absorptie met amine.

Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 293). Het doel van de Zwavel Terugwinning Eenheid is het omzetten van waterstofsulfiderijk gas in vloeibaar elementair zwavel. Dit geschiedt door het toepassen van het Superclausproces.

Proces 2.

Vacuüm Destillatie Eenheid (unit 301). Het doel van de Vacuüm Destillatie Eenheid is het bereiden van de voeding van de Hydrocracker Eenheid. Dit geschiedt door het onder vacuüm destilleren van atmosferisch residu, het bodemproduct van de Atmosferische Destillatie Eenheid.

Hydrocracker Eenheid (unit 302). De Hydrocracker Eenheid bestaat uit twee gedeelten, de reactiesectie en de fractionatiesectie. Het doel van de reactiesectie is het kraken van een zware oliefractie in lichtere oliefracties. Dit geschiedt door het mengsel van vacuüm destillaat voornamelijk van de Vacuüm Destillatie Eenheid tezamen met waterstof voornamelijk van de Waterstof Productie Eenheid onder hoge druk en hoge temperatuur in contact te brengen met een speciale katalysator. Hierbij ontstaat een mengsel van lichtere oliefracties. Het doel van de fractionatiesectie is het scheiden van deze lichtere oliefracties in afzonderlijke producten. Dit geschiedt door middel van destillatie.

Waterstof Productie Eenheid (unit 303). Het doel van de Waterstof Productie Eenheid is het produceren van zuivere waterstof voor de Hydrocracker Eenheid. Dit geschiedt door een mengsel van aardgas, raffinaderijgassen en stoom onder hoge druk en hoge temperatuur in contact te brengen met een speciale katalysator. Hierbij ontstaat een waterstofrijke product. Met behulp van moleculaire zeven wordt zuiver waterstof verkregen.

Amine Behandeling Eenheid (unit 304). Het doel van de Amine Behandeling Eenheid is waterstofsulfide te verwijderen uit het zuurgas dat voornamelijk afkomstig is van de Hydrocracker Eenheid. Dit geschiedt door middel van absorptie met amine.

Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 305). Het doel van de Zwavel Terugwinning Eenheid is het omzetten van waterstofsulfiderijk gas in vloeibaar elementair zwavel. Dit geschiedt door het toepassen van het Superclausproces.

Zuurwaterstripper Eenheid (unit 306). Het doel van de Zuurwaterstripper Eenheid is het verwijderen van waterstofsulfide en ammoniak uit zuurwater. Dit geschiedt door het strippen van het zuurwater met stoom.

LPG-Natronloogwaseenheid (unit 307). Het doel van de LPG-Natronloogwaseenheid is het verwijderen van organische zwavelverbindingen in LPG van de Hydrocracker Eenheid. Dit geschiedt door LPG in contact te brengen met natronloog.

Platformate Fractionatie Eenheid (unit 308). Het doel van de Platformate Fractionatie Eenheid is het scheiden van platformate van de Platformer Eenheid in diverse productstromen. Dit geschiedt door middel van destillatie.

Waterstof Productie Eenheid (unit 309). Het doel van de Waterstof Productie Eenheid is het produceren van zuivere waterstof voor de Hydrocracker Eenheid. Dit geschiedt door een mengsel van aardgas en stoom onder hoge druk en hoge temperatuur in contact te brengen met een speciale katalysator. Hierbij ontstaat een waterstofrijke product. Met behulp van moleculaire zeven wordt zuiver waterstof verkregen. Deze productie-eenheid is in 2007 gebouwd en aan het begin van 2008 in bedrijf genomen.

Off Sites.

Tankenpark (unit 030, 031, 037 en 038). Het doel van het Tankenpark is het opslaan van aardolieproducten en het mengen van aardolieproducten.

Tankwagenbelading (unit 035 en 037). Het doel van de Tankwagenbelading is het beladen van tankwagens met aardolieproducten.

Zeesteiger (unit 736). Het doel van de Zeesteiger is het beladen en het lossen van schepen met aardolieproducten.

Binnenhaven en Dampverwerkings Eenheid (unit 737). Het doel van de Binnenhaven is het beladen en het lossen van schepen met aardolieproducten. Het doel van de Dampverwerkings Eenheid is het afvangen van de koolwaterstofdampen die vrijkomen bij het beladen van tankwagens en schepen met aardolieproducten. Dit geschiedt met behulp van moleculaire zeven.

Utilities.

Gebouwen en Overige Faciliteiten (unit 041 en 042). Op het terrein van de raffinaderij en van de Zeesteiger bevinden zich meerdere gebouwen.

Elektriciteitsvoorziening (unit 043). Het doel van de Elektriciteitsvoorziening is het verschaffen van elektrische energie aan alle gebruikers van de raffinaderij. Dit geschiedt door middel van transformatoren en een uitgebreid netwerk.

Schoorstenen en Fakkels (unit 070). Het doel van het Schoorsteensysteem is het transporteren van verbrandingsgassen van fornuizen naar een locatie zodanig dat er geen overlast voor de omgeving kan zijn. Dit geschiedt met behulp van hoge schoorstenen. Het doel van het Fakkelsysteem is het in korte tijd op een veilige locatie kunnen verbranden van een grote hoeveelheid brandbaar gas dat vrij komt wanneer één of meerdere apparaten onder te hoge druk staat bij foutieve operaties, processtorings of calamiteiten. Dit geschiedt met behulp van fakkels.

Luchtcompressoren en Brandstofsysteemen (unit 071). Het doel van de Luchtcompressoren is het produceren van gecomprimeerde lucht voor diverse doeleinden. Dit geschiedt met behulp van compressoren en adsorbers. Het doel van de Brandstofsysteemen is het voorzien van alle fornuizen en stoomketels van voldoende brandstof. Dit geschiedt met behulp van diverse brandstofsysteemen.

Water- en Stoomvoorziening Eenheid (unit 072 en 073). Het doel van de Water- en Stoomvoorziening Eenheid is de drie stoomnetwerken van de raffinaderij continu van stoom te voorzien. Dit geschiedt door eerst industriewater te demineraliseren en het vervolgens te verdampen in stoomketels.

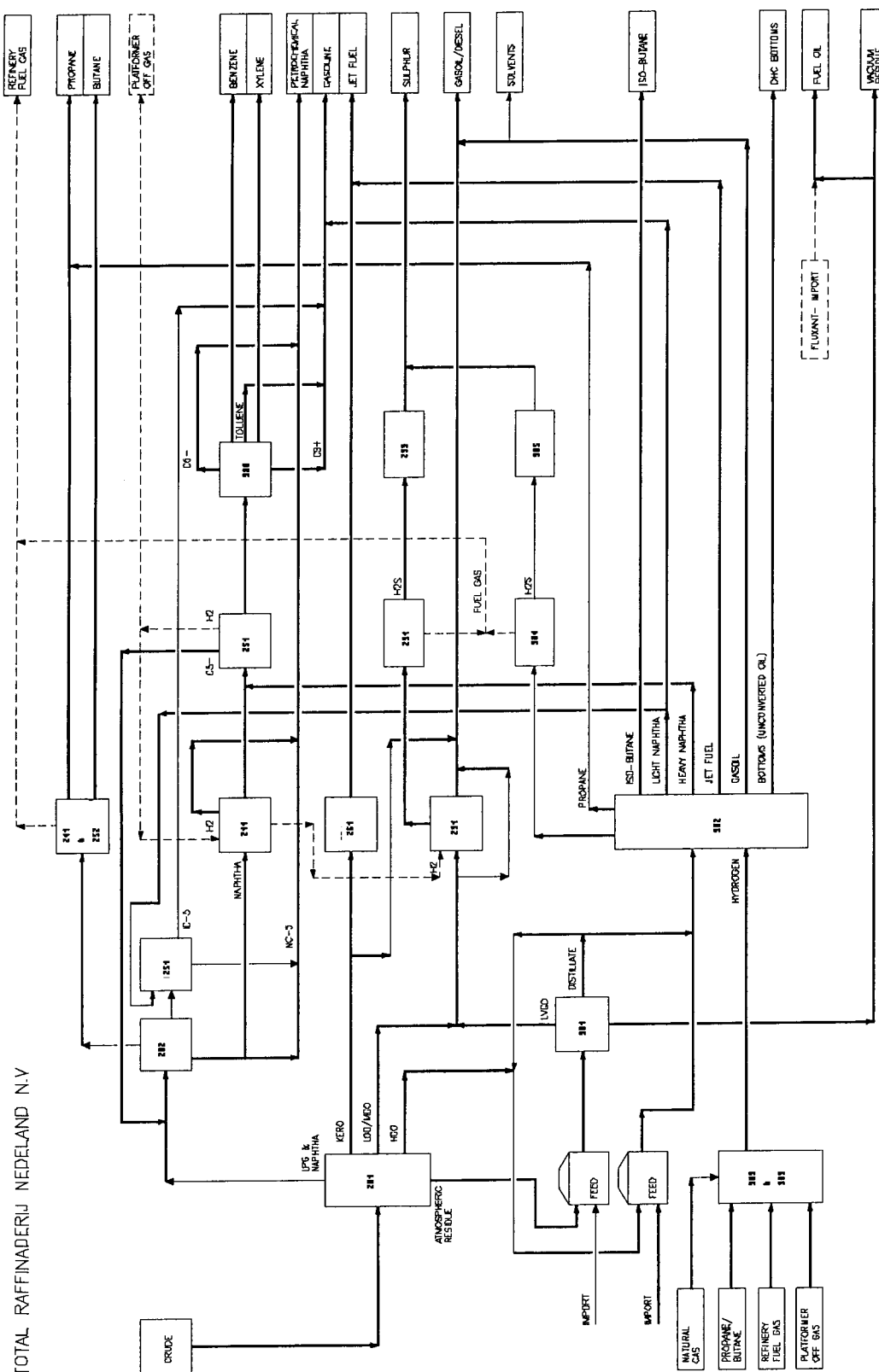
Afvalwaterbehandeling Eenheid (unit 075). Het doel van de Afvalwaterbehandeling Eenheid is het zuiveren van het afvalwater uit het proceswaterriool. Dit geschiedt door achtereenvolgens fysische, chemische en externe biologische zuivering.

Brandwatersysteem (unit 076). Het doel van het Brandwatersysteem is het continu beschikbaar hebben van brandwater op vele locaties in de raffinaderij. Dit geschiedt met een uitgebreid netwerk van hydranten, een buffertank en meerdere pompen.

Koelwaterbehandeling Eenheid (unit 078). Het doel van de Koelwaterbehandeling Eenheid is het onttrekken van niet herbruikbare restwarmte uit diverse processtromen. Dit geschiedt door verdamping van water in een koeltoren.

Stikstofproductie Eenheid (unit 079). Het doel van de Stikstofproductie Eenheid is het produceren van gecomprieeerde stikstof voor diverse doeleinden. Dit geschiedt door verdampen van vloeibare stikstof en door moleculair zeven van gecomprieeerde lucht.

Grafiek 1.1. Stroomdiagram TRN.



2. MONITORINGSMETHODIEK.

2.1. Overzicht van alle Bronnen van Emissie naar Atmosfeer.

Tabel 2.1. geeft een overzicht van alle installaties van de raffinaderij waar een emissie naar de atmosfeer plaatsvindt en van de bronstroom die bij de verschillende installaties betrokken zijn. De bijlagen III. t/m VI. geven een overzicht van de emissie in relatie met de bronstroom. Tabel B.1.2. van bijlage I. geeft een nadere beschrijving van de betreffende bronstroom.

Tabel 2.1. Overzicht van bronnen van emissie naar atmosfeer.

installatie x	bronstroom y													emissiepunt
	VR	FO	RFG1	RFG2	DNG	COG	DOG	NCG	PG1	PG2	FG	H2S	SWS	
070G01					x						x	x		fakkel 070G01
070H04					x						x	x	x	fakkel 070H04
072H01A	x	x	x		x									schoorsteen 070H01
072H01B	x	x	x		x									
072H03	x	x	x		x									
201H01	x	x	x			x	x						x	
211H01			x											
211H02			x											
211H03			x											
221H01			x											
221H02			x											
221H03			x											
221H04A			x											
221H04B			x											
221H09			x											
231H01			x											
293H01					x							x	x	schoorsteen 070H02
293H03			x											
301H01	x	x		x	x			x						
302H01					x									
302H02					x									
302H03	x	x		x										
302H04	x	x		x										
302H05	x	x		x										
305H01					x							x	x	
305H02					x									
303H01				x	x				x					schoorsteen 303H08
309H01					x					x				schoorsteen 309H06

Zie ook tabel B.1.3. van bijlage I. voor een schematisch overzicht van alle procesinstallaties.

In het monitoringsplan is de bronstroom D = diesel niet opgenomen omdat het verbruik verwaarloosbaar is (5 t/j in 2007).

2.2. Gebruikte Bepalingsmethode.

De methode voor de bepaling van de emissie naar atmosfeer van de emissieparameters *stof*, CO, N₂O en C_xH_y is op basis van een combinatie van *meting* en *berekening*.

De emissie naar atmosfeer wordt per emissieparameter afzonderlijk per jaar bepaald.

2.3. Bepaling van de Emissie.

2.3.1. Algemene Bepaling.

De berekening van de missie naar atmosfeer per emissieparameter is gebaseerd op de volgende algemene formule:

$$\text{emissie} = \text{bronstroomdebiet} * \text{emissiefactor} \quad (10)$$

Formule (10) wordt verder uitgewerkt tot de formules (11) t/m (13).

De partiële emissie van emissieparameter p van installatie x met bronstroom y wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$S_{p,x,y} = A_{x,y} * Q_{p,x,y} \quad (11)$$

De emissie (kg/u) van emissieparameter p van installatie x is:

$$S_{p,x} = \sum_{y=1}^n S_{p,x,y} \quad (12)$$

De totale emissie (kg/u) van emissieparameter p van de gehele inrichting is dus:

$$S_p = \sum_{x=1}^m S_{p,x} \quad (13)$$

waarbij:

- A_{x,y} = bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y;
- Q_{p,x,y} = emissiefactor (kg/t) van emissieparameter p, van installatie x en bronstroom y;
- S_{p,x,y} = partiële emissie (kg/u) van emissieparameter p, van installatie x en bronstroom y;
- S_{p,x} = emissie (kg/u) van emissieparameter p van installatie x;
- S_p = totale emissie (kg/u) van emissieparameter p van de hele inrichting;
- p = emissieparameter;
- x = installatie;
- y = bronstroom;
- n = het aantal bronstromen van installatie x;
- m = het aantal installaties van de inrichting.

2.3.2. Emissieparameters.

Bij de emissie naar atmosfeer worden de volgende emissieparameters beschouwd:

- stof (emissieparameter $p = 1$),
- CO (emissieparameter $p = 2$),
- N_2O (emissieparameter $p = 3$),
- C_xH_y (emissieparameter $p = 4$).

Elke emissieparameter wordt nader toegelicht.

2.3.2.1. Emissieparameter Stof.

Bij de verbranding van een brandstof (bronstroom y) in een verbrandingsinstallatie (installatie x) vormt zich stof. De ervaring heeft geleerd dat bij de verbranding van een gasvormige brandstof zich minder stof vormt dan bij verbranding van een vloeibare brandstof. De vorming van stof is niet alleen afhankelijk van het type brandstof (bronstroom y), maar ook van de verbrandingsinstallatie (installatie x) waar de brandstof wordt verbrand.

Bij de emissieparameter stof wordt onderscheid gemaakt tussen:

- grofstof ($s = 1$),
- fijnstof ($s = 2$),
- zeer fijnstof ($s = 3$).

Het onderscheid is gebaseerd op de diameter d van de stofdeeltjes:

- grofstof (diameter: $d > 10 \mu m$),
- fijnstof (diameter: $2,5 \mu m < d \leq 10 \mu m$),
- zeer fijnstof (diameter: $d \leq 2,5 \mu m$).

De definitie van *totaalstof* is de som van *grostof*, *fijnstof* en *zeer fijnstof*.

Tevens worden rookgassen verder geanalyseerd op de volgende componenten: Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Ni, Zn, Se, etheen, formaldehyde, niet gehalogeneerde aromaten totaal, benzeen, PAK's (10 van VROM), fluorantheen en toluen.

2.3.2.2. Emissieparameter CO.

Bij de verbranding van een brandstof in een verbrandingsinstallatie kan zich een kleine hoeveelheid CO vormen.

2.3.2.3. Emissieparameter N_2O .

Bij de verbranding van een brandstof in een verbrandingsinstallatie kan zich een kleine hoeveelheid N_2O vormen.

2.3.2.4. Emissieparameter C_xH_y .

Bij de verbranding van een brandstof in een verbrandingsinstallatie kan zich een kleine hoeveelheid C_xH_y vormen.

2.4. Procesparameters.

2.4.1. Installatie x.

Onder een installatie wordt verstaan alle installaties waar zich de emissieparameters stof, CO, N₂O en C_xH_y kunnen vormen. Het betreft hier de installaties: *fornuizen, stoomketels, waterstofproductie-eenheden, fakkels en zwavel terugwinning eenheden.*

Tabel B.1.3. van bijlage I. geeft een overzicht van alle procesinstallaties.

2.4.2. Bronstroom y.

In de installaties zijn één of meerdere typen bronstromen betrokken bij de vorming van stoffen die naar de atmosfeer worden geëmitteerd. Het betreft hier: *alle brandstoffen, fakkelgas en gassen t.b.v. waterstofproductie.*

De tabellen B.1.1. en B.1.2. van bijlage I. geven een overzicht van alle bronstromen.

2.4.3. Bronstroomdebiet A_{x,y}.

Alle bronstroomdebieten worden gemeten met behulp van debietmeetinstrumenten. Het betreft orificemetingen die gecorrigeerd worden naar druk, temperatuur en dichtheid. De gecorrigeerde volumedebietmeetwaarden worden omgerekend naar massadebietmeetwaarden. Vervolgens worden de massadebietmeetwaarden gebalanceerd.

De brandstof (bronstroom) benodigd voor de waakvlam van de betreffende installaties is verdisconteerd in het bronstroomdebiet.

Bij start- en stopcondities wordt het bronstroomdebiet op dezelfde manier geregistreerd.

Tabel B.2.1. van bijlage II. geeft een overzicht van alle debietmeetinstrumenten.

2.4.4. Emissiefactor Q_{p,x,y}.

De emissiefactor Q_{p,x,y} symboliseert de hoeveelheid van een bepaalde emissieparameter (kg/u) dat er per hoeveelheid bronstroom (t/u) wordt gevormd, de eenheid van de emissiefactor Q_{p,x,y} is "kg/t".

De emissiefactor Q_{p,x,y} van elke emissieparameter p wordt per installatie x en per bronstroom y bepaald door een extern meetinstituut (bijvoorbeeld KEMA of SGS). Dit houdt in dat als een bepaalde installatie op zowel olie als gas gestookt kan worden, dat het meetinstituut de emissiefactor voor olie en gas afzonderlijk bepaalt, voor zover dit technisch uitvoerbaar is.

De metingen worden gecombineerd met de periodieke bepaling van de NO_x-emissiefactoren. De frequentie van de periodieke bepaling van de NO_x-emissiefactoren is door de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) opgelegd.

Tabel 2.2. toont het tienjarenplan voor de bepaling van de NO_x-emissiefactoren, dus ook van alle emissiefactoren Q_{p,x,y}.

Het meetinstituut voert de metingen slechts uit als de betreffende installatie onder "normale belasting", i.e. representatieve operationele omstandigheden wordt geopereerd. Omdat het raffinageproces een continu proces is en omdat economische factoren een zeer sterke invloed hebben op de procesvoering, is het interval van de "normale belasting" strak bepaald.

De exacte locatie van elk meetpunt is vastgelegd op de betreffende technische tekeningen, zie tabel B.8.1. van bijlage VIII.

De tabellen in de bijlagen III. t/m VI. geven een overzicht van de emissiefactoren Q_{p,x,y} per installatie x en per bronstroom y voor zover ze bepaald waren bij de publicatie van revisie # 1 van dit monitoringsplan.

De emissiefactoren Q_{p,x,y} zijn onafhankelijk van de start- en stopcondities van de proceseenheden, omdat er geen relatie is tussen de emissiefactoren en de procesvoering van de betreffende proceseenheden.

In een aantal gevallen is het (technisch) niet mogelijk om een emissiefactor te bepalen, in deze gevallen is een aanname gedaan. In deze tabellen is duidelijk vermeld welke aannames zijn gedaan, waarom deze aanname is gedaan en waarop de aanname is gebaseerd.

De emissiefactor die voor de bepaling van de jaaremissie wordt gehanteerd is het voortschrijdend gemiddelde van de drie meest recente emissiebepalingen per emissieparameter p, per installatie x en per bronstroom y.

Dit is echter niet altijd mogelijk:

- als er nog geen emissiemetingen hebben plaats gevonden, dan wordt de waarde van de tabellen in de bijlagen III. t/m VI. gehanteerd;
- als er slechts één emissiemeting uitgevoerd is, dan wordt het gemiddelde van deze waarde en die van de tabellen in de bijlagen III. t/m VI. gehanteerd;
- als er slechts twee emissiemetingen zijn uitgevoerd, dan wordt het gemiddelde van deze twee waarden en die van de tabellen in de bijlagen III. t/m VI. gehanteerd;
- soms is het niet mogelijk om een emissiemeting uit te voeren, in dit geval wordt verwezen naar de tabellen in de bijlagen III. t/m VI. "aanname emissiefactor".

Na een technische aanpassing van een installatie x die tot gevolg heeft gehad dat de emissieparameter p systematisch is veranderd, bijvoorbeeld het plaatsen van een ander type branders, of het aanpassen van de maximale capaciteit van een fornuis, worden de historische metingen voor de aanpassing niet meer meegenomen bij het bepalen van de emissiefactor.

Tabel 2.2. Schema voor het bepalen en actualiseren van emissiefactoren.

installatie x	tienjarenplan									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
201H01	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
303H01	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
072H01A	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
072H01B	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
309H01	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
072H03	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
221H02	+				+				+	
221H03	+				+				+	
221H09	+				+				+	
301H01	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
302H01		+				+				+
302H03	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++
302H04		++				++				++
211H01			+							
211H02			+							
211H03			+							
221H01			+							
221H04A			+							
221H04B			+							
231H01			+							
302H05		++								++
Σ	19	21	21	16	19	19	16	16	19	21

Een dubbel teken "++" betekent één meting op gas (y = RFG1 of RFG2) en één meting op olie (y = VR) in dat jaar, voor zo ver de betreffende installatie ook op olie (y = VR) gestookt kan worden.

Als twee maal achter elkaar een emissiefactor $Q_{p,x,y}$ bepaald is waarbij de meetwaarde kleiner is dan de detectiewaarde, dan wordt deze emissiefactor $Q_{p,x,y}$ in het vervolg niet meer door het meetinstituut gemeten. Als na een technische aanpassing van een installatie x die tot gevolg heeft gehad dat de emissieparameter p systematisch is veranderd, bijvoorbeeld het plaatsen van een ander type branders, of het aanpassen van de maximale capaciteit van een fornuis, wordt de betreffende emissiefactor $Q_{p,x,y}$ opnieuw bepaald en dan is het schema van tabel 2.2. weer van toepassing.

2.4.5. Rookgasdebiet $F_{x,y}$.

Geen van de installaties is voorzien van een rookgasdebietmeting.

Het rookgasdebiet op basis van een zuurstofconcentratie van 3 %vol O_2 en droog wordt berekend aan de hand van rookgasfactoren. Zie tabel 2.3. voor het overzicht van de geldende factoren.

Het rookgasdebiet van een bepaalde installatie wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$F_{x,y} = A_{x,y} * E_y \quad (20)$$

Het rookgasdebiet van installatie x is dus:

$$F_x = \sum_{y=1}^n F_{x,y} \quad (21)$$

Het rookgasdebiet van de gehele inrichting is dus:

$$F = \sum_{x=1}^m F_x \quad (22)$$

waarbij:

- $A_{x,y}$ = bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y;
- E_y = rookgasfactor (Nm^3/t) van bronstroom y bij 3 %vol O_2 en droog;
- $F_{x,y}$ = rookgasdebiet (Nm^3/u) van installatie x en bronstroom y bij 3 %vol O_2 en droog;
- F_x = rookgasdebiet (Nm^3/u) van installatie x bij 3 %vol O_2 en droog;
- F = rookgasdebiet (Nm^3/u) van de gehele inrichting bij 3 %vol O_2 en droog;
- x = installatie;
- y = bronstroom;
- m = het aantal installaties van de inrichting;
- n = het aantal bronstromen van installatie x.

Tabel 2.3. geeft een overzicht van alle rookgasfactoren E_y die *actueel* gehanteerd worden om een *actueel* rookgasdebiet $F_{x,y}$ te kunnen bepalen.

Jaarlijks worden de rookgasfactoren E_y van alle bronstromen y geëvalueerd en zo nodig geactualiseerd.

Tabel 2.3. Overzicht actueel gehanteerde rookgasfactoren in rookgassen bij 3 %vol O₂ en droog.

bronstroom y	rookgasfactor E _y
	(Nm ³ /t)
vacuüm residu (VR)	11.855
stookolie (FO)	11.855
raffinaderijgas 1 (RFG1)	13.337
raffinaderijgas 2 (RFG2)	13.598
aardgas (DNG)	10.817
crude offgas (COG)	11.398
depentanizer offgas (DOG)	11.708
non condensable gas (NCG)	10.682
purge gas (PG1)	2.534
purge gas (PG2)	2.328
fakkelgas (FG)	12.393

De actuele rookgasfactor E_y van bronstroom y = VR is bepaald op basis van tien analyses t.b.v. de periodieke bepaling van NO_x-kentallen in de periode 2001 t/m 2007.

In de periode 2000 t/m 2007 zijn nimmer analyses uitgevoerd van bronstroom y = FO, omdat deze bronstroom slechts in zeer kleine hoeveelheden wordt gebruikt. Bronstroom y = FO bestaat voor een groot deel uit bronstroom y = VR, alleen de viscositeit verschilt. De actuele rookgasfactor E_y van bronstroom y = FO wordt gelijk verondersteld aan die van bronstroom y = VR, omdat de samenstelling van bronstroom y = FO nagenoeg gelijk is aan die van bronstroom y = VR.

De actuele rookgasfactoren E_y van de bronstromen y = RFG1, RFG2, COG, DOG, NCG en PG1 zijn bepaald op basis van de gassamenstellingen over het jaar 2007. Dit zijn de zelfde gegevens die gehanteerd worden voor de CO₂- en NO_x-emissiebepaling.

De actuele rookgasfactor E_y van bronstroom y = PG2 is bepaald op basis van de gassamenstellingen over de periode van januari t/m mei 2008. Meer gegevens zijn niet beschikbaar, omdat installatie x = 309H01 pas in januari 2008 in gebruik is genomen.

De actuele rookgasfactor E_y van bronstroom y = DNG is bepaald op basis van de gassamenstelling van Gronings aardgas. De actuele rookgasfactor E_y van bronstroom y = FG is bepaald op basis van ethaan, conform het CO₂- / NO_x-monitoringsplan.

2.5. Bepaling van de Emissieconcentratie.

De emissieconcentratie van emissieparameter p van de gehele inrichting wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$C_p = (S_p / F) * 10^6 \quad (30)$$

waarbij:

- F = rookgasdebiet (Nm³/u) van de gehele inrichting bij 3 %vol O₂ en droog;
- S_p = totale emissie (kg/u) van emissieparameter p van de gehele inrichting;
- C_p = emissieconcentratie (mg/Nm³) van emissieparameter p van de gehele inrichting bij 3 %vol O₂ en droog;
- p = emissieparameter;
- factor "10⁶" = omrekening van kilogram naar milligram.

3. AFWIJKINGEN EN WIJZIGINGEN.

3.1. Afwijkingen Vereiste Structuur.

Er zijn geen afwijkingen ten opzichte van de vereiste structuur.

3.2. Wijzigingen Versie bij Laatst Gevalideerde Versie.

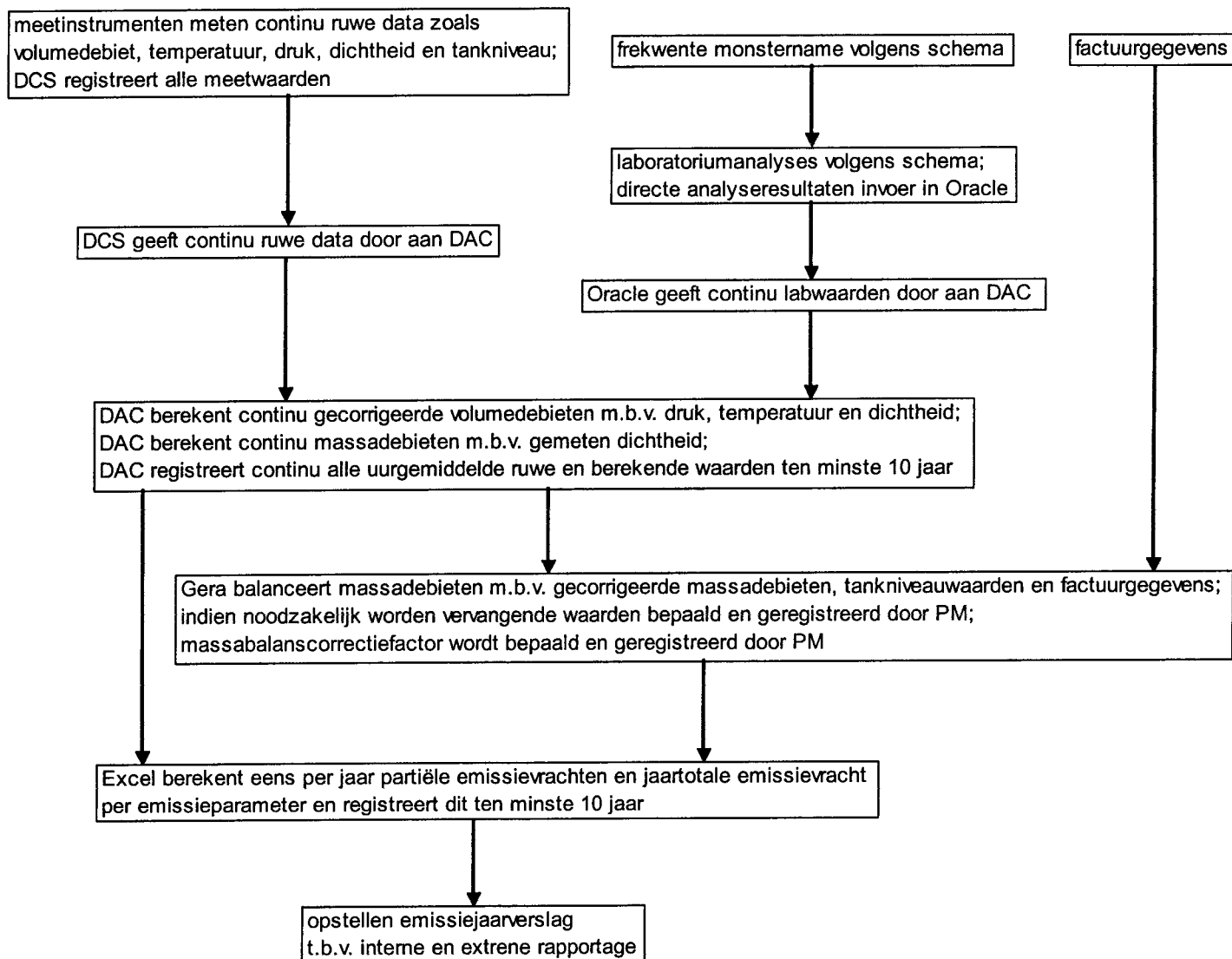
Er zijn geen wijzigingen ten opzichte van de laatst gevalideerde versie.

4. VAN METEN TOT RAPPORTEREN.

4.0. Schematisch Overzicht.

De onderstaande grafiek geeft een schematisch overzicht van alle handelingen die worden verricht tussen het verkrijgen van ruwe meetdata en het publiceren van het emissiejaarverslag. Elke stap wordt nader beschreven.

Grafiek 4.1. Schematisch overzicht.



4.1. Primaire Meetgegevens.

Er zijn drie categorieën primaire meetgegevens te onderscheiden:

- *ruwe meetdata*,
- *laboratoriumwaarden*,
- *factuurgegevens*.

Elke categorie wordt nader beschreven.

4.1.1. Ruwe Meetdata.

Er bevinden zich duizenden meetinstrumenten in alle proceseenheden van de raffinaderij. Deze meetinstrumenten meten continu *ruwe*, i.e. *onbewerkte*, meetwaarden. De meetinstrumenten zijn voornamelijk instrumenten die *volumedebiet*, *temperatuur*, *druk*, *dichtheid* en *tankniveaus* meten.

Tabel B.2.1. van bijlage II. geeft een overzicht van alle meetinstrumenten die gehanteerd worden voor de bepaling van de emissie naar atmosfeer.

De beschrijving van alle meetinstrumenten en de beschrijving van het systematisch (preventieve) onderhoud van alle meetinstrumenten is opgenomen in vele werkinstructies. Tabel B.9.1. van bijlage IX. geeft een beknopt overzicht van de belangrijkste procedures en werkinstructies.

De *ruwe* meetwaarden van elk meetinstrument worden continu en automatisch van het meetinstrument via de DCS (computer voor het beheren van procesgegevens) naar de DAC (centrale verwerkingscomputer) gestuurd. De DAC berekent van elke ruwe meetwaarde uurgemiddelde waarden en slaat deze gegevens voor minimaal 10 jaar op.

Het is heel belangrijk te vermelden dat gegevens opgenomen in de DCS en de DAC niet kunnen worden gewijzigd, het is dus onmogelijk meetwaarden te verbeteren of te veranderen.

4.1.2. Laboratoriumwaarden.

Conform het monsternamen- en analyseschema worden er regelmatig monsters genomen uit de diverse proceseenheden van de raffinaderij om vervolgens in het laboratorium op specifieke parameters te worden geanalyseerd.

De analyseresultaten worden door de laborant in de labdatabase (Oracle) ingevoerd en vervolgens continu en automatisch naar de DAC gestuurd. De DAC slaat deze gegevens voor minimaal 10 jaar op.

Het is heel belangrijk te vermelden dat de analyseresultaten die in Oracle zijn ingevoerd, niet kunnen worden gewijzigd, het is dus onmogelijk analyseresultaten te verbeteren of te veranderen.

Als een labwaarde om welke reden dan ook foutief is ingevoerd, wordt dit door de laborant geregistreerd en gerapporteerd (via e-mail en middels een Excell spreadsheet) aan alle gebruikers. Tevens zal de laborant zo snel mogelijk de nieuwe correcte waarde invoeren. De Environmental Engineer voert zonodig een hercalculatie uit bij de bepaling van de emissie, deze actie wordt geregistreerd.

Alle handelingen betreffende monsternamen, analyse, rapportage, kalibratie en onderhoud van analyseapparatuur zijn gedetailleerd beschreven in vele werkinstructies. Tabel B.9.1. van bijlage IX. geeft een beknopt overzicht van de belangrijkste procedures en werkinstructies.

4.1.3. Factuurgegevens.

Voor de grote bronstroom aardgas ($y = \text{DNG}$) zijn factuurgegevens beschikbaar.

Alle handelingen betreffende facturatie zijn gedetailleerd beschreven in meerdere werkinstructies.

4.2. Berekeningen.

De DAC heeft de mogelijkheid berekeningen uit te voeren op meetwaarden. Opgemerkt dient te worden dat de DCS ook de mogelijkheid heeft berekeningen op meetwaarden uit te voeren. De berekende waarden worden vervolgens continu en automatisch naar de DAC gestuurd. Alle ruwe en berekende waarden worden continu en automatisch door de DAC als uurgemiddeldewaarden voor ten minste tien jaar opgeslagen. Al deze gegevens staan ter beschikking voor gebruikers van TRN die deze gegevens nodig hebben. Het is belangrijk te vermelden dat gegevens opgenomen in de DAC niet kunnen worden gewijzigd, het is dus onmogelijk waarden te verbeteren of te veranderen.

De beschrijving van alle computerapparatuur en applicaties en de beschrijving van het systematisch (preventieve) onderhoud van alle computerapparatuur is opgenomen in vele werkinstructies. Tabel B.9.1. van bijlage IX. geeft een beknopt overzicht van de belangrijkste procedures en werkinstructies.

De DAC *corrigeert* het volumedebiet van een bronstroom. Met *corrigeren* wordt bedoeld het aanpassen van de *ruwe* volumedebietmeetwaarde van de betreffende bronstroom met gemeten temperatuur-, druk- en dichtheidwaarden.

Vervolgens berekent de DAC *massadebiet*waarde op basis van een *volumedebiet*waarde en de dichtheid van de betreffende bronstroom.

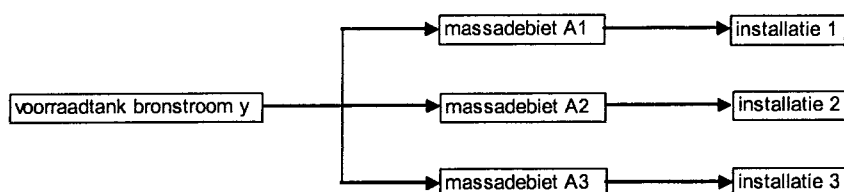
Tabel B.2.1. van bijlage II. geeft een overzicht van alle gecorrigeerde massadebietwaarden die gehanteerd worden voor de bepaling van de emissie naar atmosfeer.

4.3. Massabalanscorrectiefactor.

Om een nog nauwkeuriger massabalans van alle raffinaderijstromen te verkrijgen worden massadebieten gebalanceerd.

Het principe van het balanceren kan het beste met het onderstaande voorbeeld worden beschreven.

Grafiek 4.2. Voorbeeld massabalans.



In het voorbeeld is bronstroom y alleen afkomstig van één voorraadtank en wordt verbrand in slechts drie installaties. Theoretisch is de som van de massadebieten A_1 , A_2 en A_3 precies gelijk aan A_{tank} . In dit voorbeeld wordt het massadebiet A_{tank} bepaald aan de hand van de niveaudaling van de voorraadtank. In werkelijkheid is er altijd een discrepantie tussen de gemeten waarden, ook al betreft het hier op druk, temperatuur en dichtheid gecorrigeerde massadebieten.

Bij het *balanceren* wordt de massabalans sluitend gemaakt door de waarden A_1 , A_2 , A_3 en A_{tank} minimaal aan te passen. Deze aanpassingen worden gekwantificeerd door de massabalanscorrectiefactor $\lambda_{x,y}$, dit wordt beschreven aan de hand van de volgende formule:

$$\dot{A}_{x,y} = \lambda_{x,y} * A_{x,y} \quad (40)$$

waarbij:

$\dot{A}_{x,y}$ = gebalanserd bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y;

$A_{x,y}$ = niet gebalanceerd bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y;

$\lambda_{x,y}$ = massabalanscorrectiefactor (dimensieloos) van installatie x en bronstroom y;

x = installatie;

y = bronstroom.

De massabalanscorrectiefactor $\lambda_{x,y} = 1$ als er geen aanpassing nodig is geweest, in de praktijk is de aanpassing die is uitgevoerd aan de hand van de massabalanscorrectiefactor $\lambda_{x,y}$ kleiner dan de onnauwkeurigheid van het betreffende debietmeetinstrument. Alle massabalanscorrectiefactoren $\lambda_{x,y}$ worden maandelijks vastgesteld en geregistreerd.

Alle massadebieten van de vloeibare bronstroom worden gebalanceerd aan de hand van de voorraadbilans van de betreffende voorraadtanks.

Alle massadebieten van de gasvormige bronstroom worden op gelijke manier gebalanceerd, alleen niet in relatie met een voorraadtank, maar in relatie met de afkomst van de betreffende bronstroom.

Bij de bronstroom y = DNG wordt er gebalanceerd in relatie met de leveringsfactuur.

Balanceren is een belangrijk proces binnen een aardolieraffinaderij, niet alleen de brandstoffen worden gebalanceerd, maar alle interne productstromen. Het balanceren wordt uitgevoerd door medewerkers van Performance Management (PM) met behulp van het computerprogramma Gera, een op maat gemaakt product van het bedrijf Technip France. Computerprogramma Gera wordt sinds juli 2004 gebruikt, tot juli 2004 werd computerprogramma Bilmat gebruikt.

Raffinaderijstromen worden gebalanceerd met Gera, telkens wordt een interval gehanteerd van een heel aantal dagen. Met behulp van Gera kan doelmatig en binnen een kort tijdsbestek een niet doelmatig functionerende debietmeter worden geïdentificeerd. Met behulp van de beschikbare gegevens kan een realistische vervangende waarde worden gehanteerd. Deze tijdelijke correctie wordt geregistreerd, de betreffende massabalanscorrectiefactor $\lambda_{x,y}$ representeert de tijdelijke correctie. Tevens wordt een reparatieopdracht uitgegeven voor het betreffende meetinstrument.

De handelingen van Performance Management betreffende het balanceren van brandstofdebieten met het computerprogramma Gera, de registratie en rapportage van de gebalanceerde gegevens en het eventueel hanteren van een vervangende waarde en de onderbouwing en registratie er van zijn uitvoerig beschreven in een werkinstructie. Tabel B.9.1. van bijlage IX. vermeldt deze werkinstructie.

4.4. Rapportage.

Na afloop van elke jaar worden de gebalanceerde massadebieten samen met de betreffende emissiefactoren in een Excel spreadsheet geladen, om de jaaremissie van de betreffende emissieparameters te berekenen.

Deze Excel spreadsheets worden minimaal tien jaar bewaard.

De resultaten zijn beschikbaar voor interne en externe rapportage.

5. BEDRIJFSINTERNE VALIDATIE.

Interne validatie geschiedt op diverse gebieden:

- *onderhoud en kalibratie van meetinstrumenten,*
- *onderhoud en kalibratie van on-line density analysers,*
- *onderhoud en kalibratie van laboratoriumanalyseapparatuur,*
- *onderhoud van computerapparatuur en applicaties,*
- *balanceren van brandstofdebieten,*
- *opstellen emissiejaarsverslag.*

Elk gebied wordt nader beschreven.

5.1. Meetinstrumenten.

Alle meetinstrumenten zijn opgenomen in een uitvoerig preventief onderhoudsprogramma.

De frequentie van het preventief onderhoud is bepaald op basis van aanbevelingen van de leverancier en voornamelijk op ervaringsgegevens van het verleden van elk meetinstrument afzonderlijk. In veel gevallen is de onderhoudsfrequentie hoger dan het advies van de leverancier.

Het kalibreren tijdens het preventieve onderhoud geschiedt aan de hand van de datasheet van het betreffende meetinstrument.

Van elk meetinstrument wordt een individueel onderhoudsregister bijgehouden.

Opgemerkt dient te worden dat redelijkerwijs niet aan alle specifieke voorwaarden m.b.t. meetinstrumenten voldaan kan worden. Het betreft hier het jaarlijks inspecteren op slijtage en vervuiling van orifices.

Onze installaties zijn ontworpen om een continue operatie van vier tot vijf jaar te kunnen doorstaan. Het is om economische, milieu- en veiligheidstechnische redenen niet verantwoord om installaties ieder jaar uit bedrijf te nemen.

Het periodiek inspecteren en zonodig repareren van elektrische en elektronische randapparatuur van meetinstrumenten is wel mogelijk tijdens continue operatie. Er wordt verwezen naar de werkinstructies 220-459 "Het Testen van Elektronische Druk- of Drukverschil Transmitter" en 220-482 "Preventief Maintenance Policy Instrumentation Frequency Calculation" (tabel B.9.1. van bijlage IX.).

5.2. On-line Density Analysers.

Conform procedure wordt de werking van de drie on-line density analysers (071AT001, 303AT101 en 303AT106) gecontroleerd aan de hand van een gasmonster, genomen ter plaatse van de betreffende on-line analyser, dat door het TRN-lab wordt geanalyseerd. De laboratoriumwaarde en de waarde van de betreffende on-line analyser, gelezen op het moment van monsternamen, worden ingevoerd in een controle chart dat ondergebracht is in de software applicatie M-pro.

M-pro genereert automatisch een waarschuwing c.q. alarmmelding (o.a. via e-mail) naar de betreffende onderhoudsdienst als daar een aanleiding voor is. Alle meldingen worden geregistreerd.

Op basis van de wekelijkse controles worden er statistische gegevens gegenereerd en geregistreerd door M-pro.

Er wordt verwezen naar werkinstructies 580-002 "Kriticiteit Analyser Systemen" (tabel B.9.1. van bijlage IX.).

5.3. Laboratoriumanalyseapparatuur.

De analyseapparatuur is in twee typen te onderscheiden:

- *apparatuur voor vloeibare bronstromen,*
- *apparatuur voor gasvormige bronstromen.*

Elk type wordt nader beschreven.

Analyseapparatuur voor Vloeibare Bronstroken.

Voorafgaand aan elke serie metingen wordt het meetapparaat, waarmee het koolstofgehalte van vloeibare bronstroken wordt bepaald, gekalibreerd conform de norm ASTM D 5291.

Conform procedure wordt het meetapparaat, waarmee de dichtheid van vloeibare bronstroken wordt bepaald, gecontroleerd aan de hand van referentie materiaal. Afhankelijk van de resultaten van de wekelijkse controle kan kalibratie volgen conform de norm ASTM 4052 / NEN-EN-ISO 12185.

Het zwavelgehalte van vloeibare bronstroken wordt bepaald met methode EN ISO 20884.
De soortelijke massa van vloeibare bronstroken wordt bepaald met methode EN ISO 12185.
De calorische waarde wordt automatisch berekend volgens de norm ISO 8217.

Analyseapparatuur voor Gasvormige Bronstroken.

Conform procedure wordt het GLC-apparaat, waarop analyses worden uitgevoerd ter bepaling van de samenstelling van gasvormige bronstroken, gecontroleerd aan de hand van een gecertificeerd ijkmonster. Afhankelijk van de resultaten van de wekelijkse controle kan kalibratie volgen conform de norm DIN 51666.

De compositie van gasvormige brandstoffen wordt bepaald met methode UOP 539.
De calorische waarde en de dichtheid worden automatisch berekend op basis van de gassamenstelling.

Er wordt verwezen naar de werkinstructies 530-032 "Routine Sampling / Analysis Scheme Process 1", 530-033 "Routine Sampling / Analysis Scheme Process 2" en 530-034 "Routine Sampling / Analysis Scheme Off Sites" (tabel B.9.1. van bijlage IX.).

5.4. Computerapparatuur en Applicaties.

De systemen naar de DCS zijn redundant uitgevoerd.

Interfaces zelf zijn altijd te monitoren, dit houdt in dat de operator gelijktijdig gegevens van de DCS en de DAC op één scherm kan zetten en vergelijken wanneer dit nodig is.

Elke tagnaam van zowel de DCS als de DAC is gelijk wat de herkomst van data inzichtelijker maakt.

Er is een automatisch mechanisme dat alarmeert bij het niet functioneren van een interface, deze alarmmelding komt direct bij de onderhoudsdienst van de IT-sectie terecht.

De onderhoudsdienst van de IT-sectie wordt automatisch geïnformeerd c.q. gealarmeerd bij een storing van hardware en / of software.

Dagelijks wordt er een back-up gemaakt van alle data van de DAC, deze back-up wordt op een andere locatie binnen TRN bewaard. Tevens wordt er periodiek een back-up gemaakt en buiten TRN bewaard. De gegevens van de DAC worden ten minste tien jaar bewaard.

Alle gebruikers van gegevens van de DCS en de DAC hebben slechts "read only" bevoegdheid.

Gegevens opgeslagen in de DAC kunnen nimmer worden veranderd.

Veranderingen aan computerapparatuur en applicaties geschieden volgens de geldende procedure en worden geregistreerd.

Er wordt verwezen naar de werkinstructies 830-001 "Beheer van IT Aanvragen", 830-002 "Beheer van Accounts", 830-003 "Change Management" en 830-004 "Backup van Electronische Data" (tabel B.9.1. van bijlage IX.).

5.5. Balanceren.

Het periodiek en systematisch balanceren van proces- en brandstofgegevens is een belangrijk onderdeel van de bedrijfsinterne validatie. Er wordt verwezen naar hoofdstuk 4.3. voor een gedetailleerde beschrijving van dit proces.

Kort samengevat levert het balanceerproces een nog betere benadering van de werkelijke proces- en brandstofgegevens.

Tevens kan er doelmatig en binnen een kort tijdsbestek een niet goed functionerende debietmeter worden geïdentificeerd. Met behulp van de beschikbare gegevens kan een realistische vervangende waarde worden gehanteerd, deze tijdelijke correctie wordt geregistreerd. Gelijktijdig wordt een reparatieopdracht uitgeven voor het betreffende meetinstrument.

Er wordt verwezen naar de werkinstructie "Balanceren Brandstoffen met Gera" (tabel B.9.1. van bijlage IX.).

5.6. Emissiejaarverslag.

Bij het opstellen van het interne emissiejaarverslag wordt het register van het laboratorium geraadpleegd waarin is opgenomen welke analyseresultaten foutief of onjuist in de labdatabase (Oracle) zijn opgenomen. Het interne emissiejaarverslag is de bron voor externe rapportage, bijvoorbeeld het Milieujaarverslag.

6. KWALITEITSBORGING.

6.1. Interne Audits.

Total Raffinaderij Nederland N.V. is voor het kwaliteitssysteem gecertificeerd volgens ISO 9001:2000 en voor het milieuzorgsysteem volgens ISO 14001-2004. Tevens voldoet TRN aan niveau 8 van het International Safety Rating System (ISRS) van Det Norske Veritas (DNV).

Voor kwaliteit is TRN gecertificeerd sinds 1993 door Lloyd's Register. Het huidige certificaat is van kracht sinds juli 2005 en verloopt in 2008.

Voor milieu is de certificatie voor het eerst volgens de in 1996 beschikbaar gekomen ISO 14001 norm uitgevoerd door KPMG Certification in 1997 en was het eerste certificaat van kracht vanaf januari 1998.

Voordien was TRN voor milieu gecertificeerd door KPMG sinds 1993 volgens de "Toets Milieuzorgsystemen". Het huidige certificaat volgens ISO 14001-2004 geldt vanaf 2007 en loopt tot 2009.

Als onderdeel van de certificatie wordt TRN voor alle drie de zorgsystemen jaarlijks geaudit door de respectievelijke certificatiebureaus. Bij de 3-jaarlijkse hercertificatie wordt een uitgebreid certificatie onderzoek uitgevoerd waarvan een documentcontrole en een certificatie-audit deel van uitmaken. Jaarlijks vindt een hercertificatie plaats voor één van de drie zorgsystemen en dan voor de twee overige systemen een jaarlijkse audit door de betreffende certificatie bureaus.

Het kwaliteitssysteem is vastgelegd in het Quality Manual van TRN. De procesmatige aanpak van het kwaliteitssysteem komt tot uiting in het register van hoofdprocessen. Stroomschema's zijn beschikbaar van alle kwaliteitsprocessen.

Het milieuzorgsysteem is beschreven in het handboek Milieuzorgsysteem. De milieuprocedures op raffinaderijniveau vormen onderdeel van de VGWM procedures.

Voor het uitvoeren van interne audits t.b.v. de zorgsystemen beschikt TRN over een groep van ca. 20 extern opgeleide auditors die bestaat uit werknemers van de verschillende afdelingen.

Jaarlijks wordt een intern auditplan opgesteld en goedgekeurd door Management. De Systems Coordinator voert de algehele coördinatie m.b.t. het opstellen, voorbereiden en uitvoeren van het auditplan. Een stroomschema voor interne auditing is beschikbaar.

Interne audits worden gehouden betreffende de implementatie van het voorliggende monitoringsplan. In 2008 zal er een interne audit betreffende de implementatie van het voorliggende monitoringsplan worden gehouden, daaropvolgend zal er minimaal één interne audit per drie jaar worden gehouden.

6.2. Documentenbeheer.

Het documentenbeheer geschiedt volgens TRN-procedure 100-001 "Documentbeheersing" van het kwaliteitssysteem.

De volgende documenten vallen onder het documentbeheer betreffende het monitoringsplan:

- *monitoringsplan emissie naar atmosfeer,*
- *emissiejaarverslag.*

6.3. Register van Registraties.

Voor afspraken met betrekking tot registraties wordt verwezen naar de documentbeheersingprocedure 100-001, deze procedure heeft betrekking op de documentbeheersing van elke sectie en afdeling binnen heel TRN. De onderstaande tabel geeft weer welke functionaris de betreffende registraties vastlegt en beheert.

Tabel 6.1. Overzicht registraties.

#	functionaris	registratie
F1	E & I Field Coordinator	kalibratie- en onderhoudsrapportage instrumentatie
F2	Chief Analyser Section	kalibratie- en onderhoudsrapportage on-line analysers
F3	Chief Computer Section	database meetgegevens
		correcties op meetgegevens
		onderhoudsrapportage computerapparatuur en applicaties
F5	Chief Chemist	database laboratoriumgegevens
		kalibratie- en onderhoudsrapportage lab-analysers
F6	Environmental Engineer	monitoringsplan emissie naar atmosfeer
		jaarrapportage van emissie naar atmosfeer
F7	Systems Coordinator	auditplan en auditrapportage

6.4. Opslag van Informatie.

De opslag van informatie en gegevens geschiedt volgens de documentbeheersingsprocedures. De bewaartermijn van alle rapporten en documenten die beschreven zijn in dit monitoringsplan is minimaal 10 jaar.

6.5. Uitbesteding.

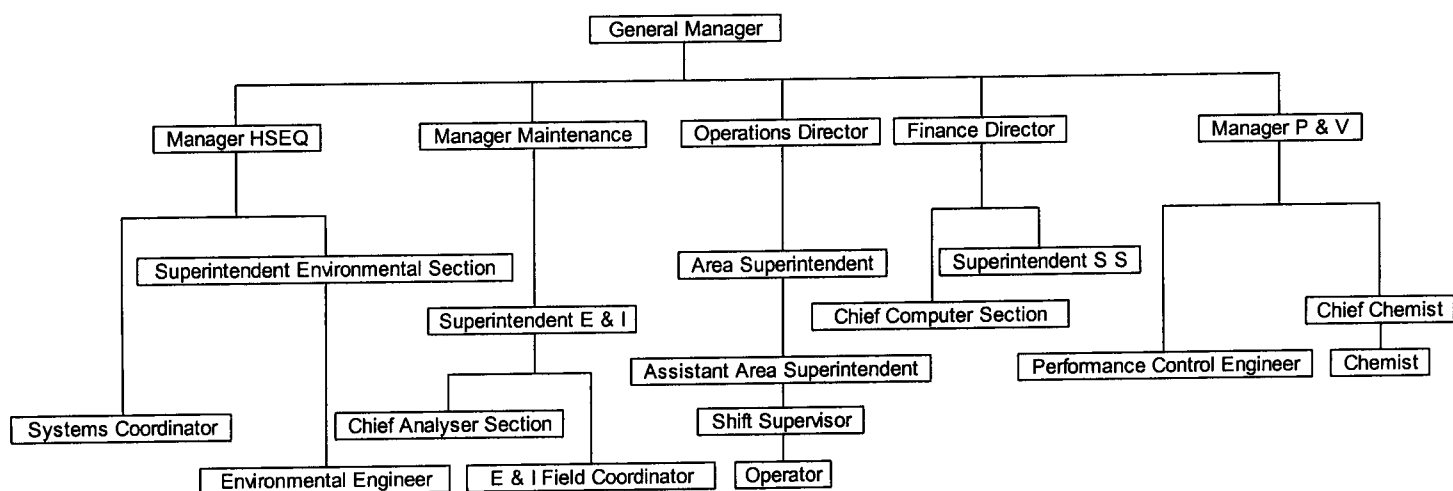
Elk extern bedrijf dat betrokken is bij de uitvoering van dit monitoringsplan kan onderworpen worden aan een leveranciersaudit door TRN.

7. ORGANISATIE.

7.1. Organogram.

Het organogram geeft een overzicht van de functies die betrokken zijn bij de activiteiten genoemd in dit document. Zie ook tabel 7.1. voor een overzicht van de betrokken functies.

Grafiek 7.1. Organogram.



Tabel 7.1. Overzicht van de betrokken functies.

#	functionaris
F00	General Manager
F01	Manager Health, Safety, Environment and Quality
F02	Systems Coordinator
F03	Superintendent Environmental Section
F04	Environmental Engineer
F05	Manager Maintenance
F06	Superintendent Electrical and Instrument
F07	Chief Analyser Section
F08	Electrical and Instrument Field Coordinator
F09	Operations Director
F10	Area Superintendent
F11	Assistant Area Superintendent
F12	Shift Supervisor
F13	Operator
F14	Finance Director
F15	Chief Computer Section
F16	Superintendent Supply Section
F17	Manager Planning and Valorization
F18	Performance Control Engineer
F19	Chief Chemist
F20	Chemist

7.2. Taken, Bevoegdheden en Verantwoordelijkheden.

Tabel 7.2. geeft een overzicht van de taken, bevoegdheden en verantwoordelijkheden van de verschillende functies ten aanzien van uitvoering van metingen, berekeningen, registraties, controles, externe contacten en kwaliteitsborging. Zie tabel 7.1. voor overzicht van de betrokken functies.

Tabel 7.2. Taken, bevoegdheden en verantwoordelijkheden.

referentie Monitoringsplan	handeling	Taak	Bevoegd	Verantwoordelijk
1 - 8	opstellen en beheer monitoringsplan	F04	F03	F01
1 - 8	controle opstellen monitoringsplan	F03		F01
5	opstellen en beheer onderhoudsplan meetinstrumenten	F06		F05
5	uitvoeren onderhoud meetinstrumenten	F08		F05
5	registratie onderhoud meetinstrumenten	F08		F05
5	opstellen en beheer onderhoudsplan on-line analysers	F07		F05
5	uitvoeren onderhoud on-line analysers	F07		F05
5	registratie onderhoud on-line analysers	F07		F05
2	opstellen en beheer monsternamen- en analyseschema	F19		F17
2	monsternamen	F13	F12	F09
2	uitvoeren van analyses en registratie van resultaten	F20		F17
6	opstellen en beheer onderhoudsplan computersystemen en applicaties	F15		F14
6	uitvoeren onderhoud computersystemen en applicaties	F15		F14
6	registratie onderhoud computersystemen en applicaties	F15		F14
2	controleren, balanceren en corrigeren meetdata	F18		F17
2	registratie van balanceren en corrigeren meetdata	F18		F17
4	bepalen maandemissievracht	F04	F03	F01
4	controle maandemissievracht	F03		F01
4	registratie maandemissievracht	F04	F03	F01
4	opstellen emissiejaarverslag	F04	F03	F01
4	controle emissiejaarverslag	F03		F01
4	registratie emissiejaarverslag	F03	F03	F01
6	opstellen en beheer zorgsystemen	F02		F01
6	opstellen en beheer plan interne audits	F02		F01
6	uitvoeren plan interne audits	F02		F01
6	registratie bevindingen interne audits	F02		F01

8. AFKORTINGEN EN DEFINITIES.

DAC	Data Acquisition Computer (centrale verwerkingscomputer)
DCS	Digital Control System (computer voor regelen van processen)
ERP	Emissie Relevante Parameter
Gera	computerprogramma
GLC	Gas Liquid Chromatography
IT-sectie	Computersectie
Milieujaarverslag	jaarlijkse verplichte milieuvlaggeving aan overheden
M-pro	computerprogramma om operationele parameters te kunnen opvolgen
Oracle	computer voor het beheren van laboratoriumgegevens
PM	Performance Management
tag	meetwaarde
TRN	Total Raffinaderij Nederland N.V.

Bijlage I. Bronstroken.

Deze bijlage geeft een overzicht van alle bronstroken die betrokken zijn bij de bepaling van de emissie naar de atmosfeer. Elke bronstroom is nader beschreven.

Tabel B.1.1. Overzicht van alle bronstroken.

bronstroom y	korte omschrijving van de bronstroom y
VR	vacuüm residu
FO	stookolie
D	diesel
DNG	aardgas
RFG1	raffinaderijgas 1
RFG2	raffinaderijgas 2
DOG	depentanizer offgas
COG	crude offgas
NCG	non condensable gas
PG1	purge gas 1
PG2	purge gas 2
FG	fakkelgas
H2S	H ₂ S-gas
SWS	zuurwaterstrippergas

Tabel B.1.2. Nadere beschrijving van de bronstroken.

bronstroom	y = VR (vacuüm residu)
omschrijving	zware stookolie
herkomst	bodemproduct van Vacuüm Destillatie Eenheid (unit 301), vacuüm residu wordt tijdelijk opgeslagen in voorraadtank 031M616
toepassing	brandstof in fornuizen en stoomketels
bemonstering	telkens als voorraadtank 031M616 is bijgevuld, dit is gemiddeld één maal per maand
analyse	dichtheid, calorische waarde en zwavelgehalte
opmerking	geen

bronstroom	y = FO (stookolie)
omschrijving	stookolie
herkomst	stookolie wordt tijdelijk opgeslagen in voorraadtank 071M05 en 071M10
toepassing	brandstof in fornuizen en stoomketels
bemonstering	elke keer als voorraadtank 071M05 of 071M10 is bijgevuld, dit is gemiddeld één maal per kwartaal
analyse	dichtheid, calorische waarde en zwavelgehalte
opmerking	geen

bronstroom	y = D (diesel)
omschrijving	commercieel verhandelbare brandstof
herkomst	betreft product van extern tankstation
toepassing	meerdere dieselmotoren die pompen en generatoren aandrijven in noodsituaties, alleen permanent opgestelde dieselmotoren worden beschouwd; stoomgenerator 736H01 wordt met diesel gestookt om leidingwerk van de Zeesteiger vorstvrij te houden tijdens de winter
bemonstering	geen
analyse	geen
opmerking	niet opgenomen in het monitoringsplan omdat het verbruik verwaarloosbaar is (5 t/j in 2007)

Tabel B.1.2. Nadere beschrijving van de bronstromen (vervolg).

bronstroom	y = DNG (aardgas)
omschrijving	aardgas; Groningen kwaliteit; bevat ca. 14 %vol stikstof
herkomst	inname van landelijk netwerk
toepassing	brandstof in fornuizen en stoomketels
bemonstering	geen
analyse	geen
opmerking	bevat per definitie geen H ₂ S

bronstroom	y = RFG1 (raffinaderijgas 1)
omschrijving	hoog calorisch gas; bevat voornamelijk waterstof, methaan, ethaan en propaan
herkomst	verschillende processen van de raffinaderij, kan een klein gedeelte aardgas (y = DNG) bevatten
toepassing	brandstof in fornuizen en stoomketels
bemonstering	wekelijks
analyse	compositie, dichtheid, calorische waarde
opmerking	geen

bronstroom	y = RFG2 (raffinaderijgas 2)
omschrijving	hoog calorisch gas; bevat voornamelijk waterstof, methaan, ethaan en propaan
herkomst	verschillende processen van de raffinaderij, kan een klein gedeelte aardgas (y = DNG) bevatten
toepassing	brandstof in fornuizen en grondstof voor Waterstof Productie Eenheid (unit 303)
bemonstering	wekelijks
analyse	compositie, dichtheid, calorische waarde
opmerking	geen

bronstroom	y = COG (crude offgas)
omschrijving	hoog calorisch gas; bevat voornamelijk methaan, ethaan en propaan
herkomst	lichte gasfractie van de Atmosferische Destillatie Eenheid (unit 201)
toepassing	brandstof in fornuis 201H01
bemonstering	eens per twee weken
analyse	compositie, dichtheid, calorische waarde
opmerking	geen

bronstroom	y = DOG (depentanizer offgas)
omschrijving	hoog calorisch gas; bevat voornamelijk methaan, ethaan en propaan
herkomst	lichte gasfractie van de Nafta Fractionatie Eenheid (unit 202)
toepassing	brandstof in fornuis 201H01
bemonstering	eens per week
analyse	compositie, dichtheid, calorische waarde
opmerking	geen

bronstroom	y = NCG (non condensable gas)
omschrijving	hoog calorisch gas; bevat voornamelijk methaan, ethaan en propaan
herkomst	gasvormig product van het vacuümsysteem van de Vacuüm Destillatie Eenheid (unit 301)
toepassing	brandstof in fornuis 301H01
bemonstering	eens per twee weken
analyse	compositie, dichtheid, calorische waarde
opmerking	geen

Tabel B.1.2. Nadere beschrijving van de bronstroom (vervolg).

bronstroom	y = PG1 (purge gas 1)
omschrijving	laag calorisch gas; bevat voornamelijk waterstof, methaan, koolmonoxide, kooldioxide en stikstof (stikstof afkomstig uit aardgas)
herkomst	gas dat vrijkomt bij het zuiveren met moleculaire zeven van ruw waterstofgas dat door de Waterstof Productie Eenheid (unit 303) is geproduceerd
toepassing	brandstof in fornuis 303H01
bemonstering	wekelijks
analyse	compositie, dichtheid en calorische waarde
opmerking	bevat per definitie geen H ₂ S

bronstroom	y = PG2 (purge gas 2)
omschrijving	laag calorisch gas; bevat voornamelijk waterstof, methaan, koolmonoxide, kooldioxide en stikstof (stikstof afkomstig uit aardgas)
herkomst	gas dat vrijkomt bij het zuiveren met moleculaire zeven van ruw waterstofgas dat door de Waterstof Productie Eenheid (unit 309) is geproduceerd
toepassing	brandstof in fornuis 309H01
bemonstering	wekelijks
analyse	compositie, dichtheid en calorische waarde
opmerking	bevat per definitie geen H ₂ S

bronstroom	y = FG (fakkelgas)
omschrijving	hoog calorisch gas met wisselende samenstelling; bevat voornamelijk waterstof, methaan, ethaan en propaan
herkomst	alle proceseenheden die aangesloten zijn op de twee volledig gescheiden fakkelnetwerken (fakkels 070G01 en fakkels 070H04); discontinu aanbod
toepassing	fakkelen (veiligheidsvoorziening)
bemonstering	geen
analyse	geen
opmerking	fakkelen vindt slechts incidenteel plaats tijdens bijzondere bedrijfsomstandigheden

bronstroom	y = H2S (H ₂ S-rijk gas)
omschrijving	gas dat grotendeels uit H ₂ S bestaat
herkomst	bij het regenereren van DEA of MDEA door de Amine Behandeling Eenheden (unit 291 en unit 304) komt H ₂ S-rijk gas vrij
toepassing	voeding van fornuis 293H01 resp. 305H01; zwavelterugwinning; fakkelen
bemonstering	twee maal per half jaar t.b.v. rendementbepaling
analyse	compositie, dichtheid
opmerking	geen

bronstroom	y = SWS (zuurwaterstrippergas)
omschrijving	gas dat bestaat uit 1/3-deel H ₂ S, 1/3-deel NH ₃ en 1/3-deel H ₂ O
herkomst	bij het strippen van zuurwater door de Zuurwaterstripper 201A81 van de Atmosferische Destillatie Eenheid (unit 201) en door de Zuurwaterstripper Eenheid (unit 306) komt zuurwaterstrippergas vrij
toepassing	voeding van fornuis 293H01 resp. 305H01; zwavelterugwinning; fakkelen
bemonstering	twee maal per half jaar t.b.v. rendementbepaling
analyse	compositie, dichtheid
opmerking	geen

Tabel B.1.3. Overzicht procesinstallaties en bronstromen.

procesinstallatie	installatie x	bronstroom y
Fakkels (unit 070)	070G01	DNG
		FG
		H2S
	070H04	DNG
		FG
		H2S
Stoomvoorziening Eenheid (unit 072)	072H01A	SWS
		VR
		FO
		RFG1
	072H01B	DNG
		VR
		FO
		RFG1
	072H03	DNG
		VR
		FO
		RFG1
Atmosferische Destillatie Eenheid (unit 201)	201H01	DNG
		VR
		FO
		RFG1
		COG
		DOG
Hydrobon Eenheid (unit 211)	211H01	SWS
		RFG1
		RFG1
Platformer Eenheid (unit 221)	211H02	RFG1
	211H03	RFG1
	221H01	RFG1
	221H02	RFG1
	221H03	RFG1
	221H04A	RFG1
	221H04B	RFG1
Destillaat Ontzwaveling Eenheid (unit 231)	221H09	RFG1
Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 293)	231H01	RFG1
	293H01	DNG
		H2S
		SWS
	293H03	RFG1

Tabel B.1.3. Overzicht procesinstallaties en bronstromen (vervolg).

procesinstallatie	installatie x	bronstroom y
Vacuüm Destillatie Eenheid (unit 301)	301H01	VR
		FO
		RFG2
		NCG
		DNG
Hydrocracker Eenheid (unit 302)	302H01	DNG
	302H02	DNG
	302H03	VR
		FO
		RFG2
	302H04	VR
		FO
		RFG2
	302H05	VR
		FO
		RFG2
Waterstof Productie Eenheid (unit 303)	303H01	RFG2
		DNG
		PG1
Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 305)	305H01	DNG
		H2S
		SWS
	305H02	DNG
Waterstof Productie Eenheid (unit 309)	309H01	DNG
		PG2

Hoofdstuk 1.2.3. geeft een korte beschrijving van elke procesinstallatie.

Bijlage II. Meetinstrumenten.

Deze bijlage geeft een overzicht van alle meetinstrumenten die benodigd zijn voor het bepalen van het debiet van alle bronstromen. Tevens is vermeld welke basismetinstrumenten benodigd zijn voor het corrigeren van de debietmeting.

Tabel B.2.1. Overzicht meetinstrumenten en gecorrigeerde metingen van bronstroomdebieten.

proces- installatie	installatie x	bron- stroom y	gecorrigeerd massadebiet	gecorrigeerd volumedebiet	temp.	druk	dichtheid- analyser
Fakkels (unit 070)	070G01	DNG	MF6107	F6107			
		FG	072CF6101_MF	070FI001			
		H2S	291FI007_MF	291FI007	291TI311	291PI030	
	070H04	DNG	MF6120	F6120			
		FG	070FI032_MF	070FI032			
		H2S	304FI017_MF	304FI017	304TI017	304PI023	
Stoom- voorziening Eenheid (unit 072)	072H01A	SWS	306FI008_MF	306FI008	306TI005	306PI013	
		VR	072CF009AS_MF	072FI009A	071TI509		
		FO	072CF009A_MF	072FI009A	071TI509		
		RFG1	072CF009BF_MF	072FI009B	071TI507	071PI051	071AI001
	072H01B	DNG	221CF009BN_MF	072CF009B	071TI507	071PI051	
		VR	072CF012AS_MF	072FI012A	071TI509		
		FO	072CF012A_MF	072FI012A	071TI509		
		RFG1	072CF012BF_MF	072FI012B	071TI507	071PI051	071AI001
	072H03	DNG	221CF012BN_MF	072CF012B	071TI507	071PI051	
		VR	072CF085S_MF	072FI085	071TI509		
		FO	072CF085_MF	072FI085	071TI509		
		RFG1	072FI084_MF	072FI084	071TI507	071PI051	071AI001
Atmosferische Destillatie Eenheid (unit 201)	201H01	DNG	072CF084_MF	072CF084	071TI507	071PI051	
		VR	201CF043S_MF	201FI043	071TI509		
		FO	201CF043O_MF	201FI043	071TI509		
		RFG1	201FI035_MF	201FI035	071TI507	071PI051	071AI001
		COG	201FI073_MF	201FI073	201TI230	201PI010	
Hydrobon Eenheid (unit 211)	211H01	DOG	202FI014_MF	202FI014	202TI072	202PI001	
		RFG1	211FI003_MF	211FI003	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	211FI016_MF	211FI016	071TI507	071PI051	071AI001
Platformer Eenheid (unit 221)	221H01	RFG1	211FI025_MF	211FI025	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI026_MF	221FI026	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI019_MF	221FI019	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI018_MF	221FI018	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI017_MF	221FI017	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI055_MF	221FI055	071TI507	071PI051	071AI001
		RFG1	221FI016_MF	221FI016	071TI507	071PI051	071AI001
Destillaat Ontzwaveling Eenheid (unit 231)	231H01	RFG1	231FI023_MF	231FI023	071TI507	071PI051	071AI001
Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 293)	293H01	DNG	293FI015_MF	293FI015	293TI015	293PI024	
		H2S	293FI001_MF	293FI001	293TI010	293PI004	
		SWS	293FI004_MF	293FI004	293TI011	293PI005	
	293H03	RFG1	293FI049_MF	293FI049	293TI063	293PI045	071AI001

De twee meetinstrumenten van de bronstroom y = DNG van de installaties x = 070G01 en x = 070H04 zijn niet gecorrigeerd voor druk en temperatuur omdat het hele kleine vast ingestelde debieten betreft. De twee meetinstrumenten van de bronstroom y = FG meten direct het massadebiet (het betreft een US = ultrasone meting), correctie is daarom niet relevant. Alle andere debietmetingen worden uitgevoerd met een orifice.

Tabel B.2.1. Overzicht meetinstrumenten en gecorrigeerde metingen bronstroomdebieten (vervolg).

proces- installatie	installatie x	bron- stroom y	gecorrigeerd massadebiet	gecorrigeerd volumedebiet	temp.	druk	dichtheid- analyser
Vacuüm Destillatie Eenheid (unit 301)	301H01	VR	301CFS083_MF	301FI083	301TI175		
		FO	301CFO083_MF	301FI083	301TI175		
		RFG2	301FI082_MF	301FI082	301TI212	301PI117	303AI101
		NCG	301CF059_MF	301FI002	301TI001	301PI001	
		DNG					
Hydrocracker Eenheid (unit 302)	302H01	DNG	302FI014_MF	302FI014	302TI599	302PI482	
	302H02	DNG	302FI018_MF	302FI018	302TI599	302PI482	
	302H03	VR	302CFS063_MF	302FI063	302TI267		
		FO	302CFO063_MF	302FI063	302TI267		
		RFG2	302FI064_MF	302FI064	302TI521	302PI229	303AI101
	302H04	VR	302CFS100_MF	302FI100	302TI396		
		FO	302CFO100_MF	302FI100	302TI396		
		RFG2	302FI101_MF	302FI101	302TI521	302PI365	303AI101
	302H05	VR	302CFS123_MF	302FI123	302TI459		
		FO	302CFO123_MF	302FI123	302TI459		
		RFG2	302FI125_MF	302FI125	302TI521	302PI436	303AI101
Waterstof Productie Eenheid (unit 303)	303H01	RFG2	303FI224_MF	303FI224	303TI101	303PI102	303AI101
		DNG	303CF124_MF	303FI124	303TI380	303PI195	
		PG1	303FYI509_MF	303FYI509	303TI219	303PI209	
Zwavel Terugwinning Eenheid (unit 305)	305H01	DNG	305FI003_MF	305FI012	305TI059	305PI043	
		H2S	305FI001_MF	305FI001	305TI003	305PI002	
		SWS	305FI002_MF	305FI002	305TI002	305PI011	
	305H02	DNG	305FI012_MF	305FI012	305TI059	305PI043	
Waterstof Productie Eenheid (unit 309)	309H01	DNG	309FI1020_MF	309FI1020	309TI1020	309PI1020	
		PG2	309FI1873_MF	309FI1873	309TI1873	309PI1873	

De bronstroom y = DNG van installatie x = 301H01 betreft het aardgas dat gebruikt wordt voor de waakvlam, dit is een constant geachte waarde.

Alle meetinstrumenten t.b.v. debietmeting bevinden zich in de individuele brandstofsyste men van de betreffende installaties. De exacte locatie van elk meetinstrument is vastgelegd op de betreffende technische tekeningen, zie tabel B.8.1. van bijlage VIII.

Bijlage III. Stof (p = 1).

III.1. Emissiefactor.

De stofemissie in 2007 is berekend aan de hand van de zeer uitvoerige stofmetingen gedurende week # 4 in 2007 aan fornuis 201H01, het grootste fornuis van TRN. Er is gedurende drie dagen langdurig stofemissie bepaald gelijktijdig door drie meetinstituten (Kema, SGS, Provincie) bij verschillende brandstoffen. Tijdens deze metingen is wel onderscheid gemaakt tussen fijnstof en grofstof, maar niet tussen zeer fijnstof en fijnstof. Tijdens de eindevaluatie van deze uitvoerige stofmetingen op 21 mei 2007 is op basis van de testresultaten door alle betrokkenen het volgende unaniem vastgesteld:

- De totale stofemissie van fornuis 201H01 bij een vloeibare brandstof bedraagt 35 mg/Nm³ (droog gas, 3 %vol O₂).
- De totale stofemissie van fornuis 201H01 bij een gasvormige brandstof bedraagt 5 mg/Nm³ (droog gas, 3 %vol O₂).
- De totale stofemissie van fornuis 201H01 (onafhankelijk van het type brandstof en onafhankelijk van de werking van de DeNOx) bestaat voor 70 % uit fijnstof (< 10 µm) en voor 30 % uit grofstof (> 10 µm). Er is geen onderscheid gemaakt tussen fijnstof en zeer fijnstof, bij toekomstige metingen zal dit wel het geval zijn.
- De testresultaten zijn dusdanig representatief dat deze vaststelling gehanteerd kan worden op alle andere fornuizen bij TRN.

Tabel B.3.1. Overzicht emissiefactoren, m.u.v. y = DNG en FG die naar x = 070G01 en 070H04 worden geleid.

bronstroom y	grostof emissie $Q_{1,x,y,1}$	fijnstof & zeer fijnstof emissie $Q_{1,x,y,2}$ & $Q_{1,x,y,3}$	totaal stof emissie $Q_{1,x,y}$
	(mg/Nm ³)	(mg/Nm ³)	(mg/Nm ³)
VR, FO	10,5	24,5	35
DNG, RFG1, RFG2, PG1, PG2, COG, DOG, NCG	1,5	3,5	5

De emissie van totaal stof van beide installaties x = 070G01 en 070H04 veroorzaakt door de beide bronstromen y = DNG en FG is bepaald aan de hand van document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004. Het betreffende document maakt echter géén opsplitsing van totaal stof naar grofstof, fijnstof en zeer fijnstof.

III.2. Emissieoverzicht.

Tabel B.3.2. geeft een overzicht van stofproducerende installaties op basis van gegevens uit 2007 gerangschikt op emissiegrootte. De gepresenteerde waarden van installatie x = 309H01 zijn ontwerpwaarden, er zijn nog geen emissiewaarden beschikbaar, omdat de installatie in 2007 is gebouwd en in januari 2008 is opgestart. De gepresenteerde waarden zijn afwijkend van de waarden gepresenteerd in het Milieujaarsverslag van 2007, omdat de emissie van totaal stof van de installaties x = 070G01 en 070H04 is herberekend volgens de bepalingen van de "Leidraad Milieujaarrapportages, bijlage F", maart 2008.

Tabel B.3.2. Overzicht van stofproducerende installaties.

installatie x	grofstof emissie $S_{1,x,1}$	fijnstof & zeer fijnstof emissie $S_{1,x,2}$ & $S_{1,x,3}$	totaal stof emissie $S_{1,x}$	totaal stof emissie cumulatief	bijdrage per installatie	bijdrage per installatie cumulatief
	(kg/j)	(kg/j)	(kg/j)	(kg/j)	(%)	(%)
070G01			69.976	69.976	42,0	42,0
201H01	9.478	22.115	31.592	101.568	19,0	61,0
070H04			20.294	121.862	12,2	73,2
301H01	3.203	7.473	10.676	132.538	6,4	79,6
072H03	2.378	5.549	7.928	140.465	4,8	84,4
303H01	2.076	4.845	6.921	147.387	4,2	88,6
302H03	1.865	4.352	6.217	153.603	3,7	92,3
072H01B	1.020	2.380	3.400	157.003	2,0	94,3
302H04	971	2.266	3.236	160.239	1,9	96,3
221H09	347	810	1.157	161.397	0,7	97,0
072H01A	283	659	942	162.339	0,6	97,5
221H02	264	615	879	163.217	0,5	98,1
221H03	213	498	711	163.929	0,4	98,5
302H01	146	341	487	164.415	0,3	98,8
231H01	100	234	335	164.750	0,2	99,0
221H01	90	211	301	165.051	0,2	99,2
221H04A	83	194	278	165.328	0,2	99,3
221H04B	77	180	258	165.586	0,2	99,5
302H05	66	155	221	165.807	0,1	99,6
211H01	37	87	125	165.932	0,1	99,7
293H03	35	83	118	166.050	0,1	99,8
211H02	35	81	116	166.165	0,1	99,8
211H03	35	81	116	166.281	0,1	99,9
309H01	23	54	78	166.359	0,0	100,0
293H01	16	37	53	166.411	0,0	100,0
302H02	2	5	7	166.418	0,0	100,0
305H02	2	5	7	166.425	0,0	100,0
305H01	0	0	0	166.427	0,0	100,0
Σ			166.427		100,0	

In het document "Stoffenlijst Besluit Milieuverslaglegging: Lucht" staat voor zowel fijnstof- als grofstofemissie een drempelwaarde van 10.000 kg/j.

Omdat de stofemissie (zowel fijnstof als grofstof), zoals in de bovenstaande tabel is beschreven, meer dan vijf maal de drempelwaarde is, valt de bepalingmethode van de stofemissie in bepalingssklasse IV.

Bepalingssklasse IV schrijft voor dat "bronnen die gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor ten minste 90 % van de totale emissie, (semie-)continu moeten worden bemeten of als dat problematisch is twee maal per jaar moeten worden bemeten en ERP's cat. 2 monitoring, of dat ERP's cat. 1 continu moet worden gemonitord".

Van de installaties x = 070G01 en 070H04 zijn de betreffende ERP's de bronstromen y = DNG en FG. Deze bronstromen worden continu gemonitord met behulp van meetinstrumenten (zie tabel B.2.1. van bijlage II.). De relatie tussen de betreffende ERP en de stofemissie is beschreven in document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.

Van de installaties x = 201H01, 301H01, 072H03, 303H01 en 302H03 wordt twee maal per jaar de betreffende emissiefactoren door een extern meetinstituut bepaald. Bovendien worden de betreffende ERP's, de bronstromen y = VR, FO, RFG1, RFG2, DNG, COG, DOG, NCG en PG1, continu gemonitord met behulp van meetinstrumenten (zie tabel B.2.1. van bijlage II.).

Voor het bepalen van de emissiefactoren van alle andere installaties wordt verwezen naar tabel 2.2. van hoofdstuk 2.4.4.

Als een externe meetinstituut een analysewaarde rapporteert die kleiner dan de detectiegrens is, dan wordt de grootte van deze analysewaarde gelijk aan nul verondersteld.

III.3. Fakkelemissie.

Fakkelemissie wordt bepaald volgens de methode beschreven in document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.

De volgende fakkelconditie worden gehanteerd:

- *conditie A: 90 %*,
- *conditie B: 10 %*,
- *conditie C: 1 %*.

Op verzoek van de Nederlandse Emissieautoriteit wordt voor de samenstelling van fakkelgas de stof *ethaan* gehanteerd.

Bijlage IV. CO (p = 2).

IV.1. Emissiefactor.

De CO-emissiefactoren zijn gebaseerd op CO-emissiemetingen die in de periode 2001 tot en met 2008 hebben plaatsgehad.

In een aantal gevallen zijn er geheel geen emissiemetingen uitgevoerd, in deze gevallen is er een aanname gedaan die steeds nader beschreven is, zie onderstaande tabel.

Tabel B.4.1. Overzicht van de emissiefactoren.

installatie x	bronstroom y	aantal metingen	datum laatste meting	emissiefactor $Q_{2,x}$		opmerking
				meetwaarde	aanname	
				(mg/Nm ³)	(mg/Nm ³)	
070G01	FG	0				I
	DNG	0				I
070H04	FG	0				I
	DNG	0				I
072H01A	VR	1	5 juni 2002	40		
	FO	0			40	II
	RFG1	3	13 september 2007	115		
	DNG	0			115	III
072H01B	VR	3	13 september 2007	43		
	FO	0			43	II
	RFG1	3	13 september 2007	15		
	DNG	0			15	III
072H03	VR	3	13 september 2007	12		
	FO	0			12	II
	RFG1	3	8 maart 2006	2		
	DNG	0			2	III
201H01 (met SCR)	VR	3	10 maart 2006	2		
	FO	0			2	IV
	RFG1	0			2	IV
	COG	0			2	V
	DOG	0			2	V
211H01	RFG1	1	29 mei 2006	4		
211H02	RFG1	1	30 mei 2006	2		
211H03	RFG1	1	30 mei 2006	0		
221H01	RFG1	1	30 mei 2006	0		
221H02	RFG1	1	30 mei 2006	0		
221H03	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H04A	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H04B	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H09	RFG1	1	30 mei 2006	0		
231H01	RFG1	1	30 mei 2006	45		
293H01	DNG	0			0	VI
293H03	RFG1	0			0	VI

Tabel B.4.1. Overzicht van de emissiefactoren (vervolg).

installatie x	bronstroom y	aantal metingen	datum laatste meting	emissiefactor $Q_{2,x}$		opmerking
				meetwaarde (mg/Nm ³)	aanname (mg/Nm ³)	
301H01	VR	3	10 september 2007	0		
	FO	0			0	VII
	RFG2	1	5 juli 2005	0		
	NCG	0			0	VIII
	DNG	0			0	VIII
302H01	DNG	2	11 september 2007	5		
302H02	DNG	0			5	IX
302H03	VR	1	6 juli 2005	18		
	FO	1	30 oktober 2001	2		
	RFG2	1	11 september 2007	11		
302H04	VR	2	11 september 2007	5		
	FO	1	30 oktober 2001	0		
	RFG2	3	11 september 2007	2		
302H05	VR	0			18	X
	FO	0			2	X
	RFG2	2	8 juli 2005	6		
303H01	RFG2	3	20 december 2005	1		
	DNG	3	20 december 2005	1		
	PG1	3	20 december 2005	1		
305H01	DNG	0			0	VI
305H02	DNG	0			0	VI
309H01	DNG	1	31 maart 2008	0		
	PG2	1	31 maart 2008	0		

Tabel B.4.2. Overzicht opmerkingen bij tabel B.4.1.

opmerking	commentaar
I	Het is technisch niet mogelijk om CO-emissiemetingen uit te voeren op de installaties x = 070G01 en 070H04. De emissie van CO van beide installaties x = 070G01 en 070H04 veroorzaakt door de beide bronstromen y = DNG en FG is bepaald aan de hand van document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.
II	Op de installaties x = 072H01A, 072H01B en 072H03 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO). De emissiefactor is per installatie gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat stookolie (y = FO) en vacuüm residu (y = VR) veelal overeenkomstige eigenschappen hebben.
III	Op de installaties x = 072H01A, 072H01B en 072H03 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van aardgas (y = DNG). De emissiefactor is per installatie gelijk aan die van raffinaderijgas 1 (y = RFG1) gesteld, omdat aardgas (y = DNG) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1) veelal overeenkomstige eigenschappen hebben.
IV	Op installatie x = 201H01 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1), omdat deze brandstoffen slechts bij uitzondering worden gebruikt. De emissiefactoren van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld.

Tabel B.4.2. Overzicht opmerkingen bij tabel B.4.1. (vervolg).

opmerking	commentaar
V	Het is technisch niet mogelijk om CO-emissiemetingen uit te voeren op installatie x = 201H01 bij de brandstoffen crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG), omdat deze twee brandstoffen samen slechts gemiddeld ca. 5 % van de totale brandstofbehoefte uitmaken. De emissiefactoren van crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat tijdens de CO-emissiemetingen ook crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG) werden verstookt.
VI	Op de installatie x = 293H01, 293H03, 305H01 en 305H02 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd. De emissiefactor "0 mg/Nm ³ " wordt verondersteld, omdat er in de Superclausreactor optimale verbranding plaats vindt.
VII	Op installatie x = 301H01 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO), omdat deze brandstof slechts bij uitzondering wordt gebruikt. De emissiefactor van stookolie (y = FO) is gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld.
VIII	Het is technisch niet mogelijk om CO-emissiemetingen uit te voeren op installatie x = 301H01 bij de brandstoffen non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG), omdat deze twee brandstoffen samen slechts gemiddeld ca. 5 % van de totale brandstofbehoefte uitmaken. De emissiefactoren van non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat tijdens de CO-emissiemetingen ook non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG) werden verstookt.
IX	Op installatie x = 302H02 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd, omdat de installatie zeer zelden in bedrijf is. De emissiefactor is gebaseerd op de gemiddelde waarde gemeten bij de vergelijkbare installatie x = 302H01.
X	Op installatie x = 302H05 zijn nimmer CO-emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van vacuüm residu (y = VR) en stookolie (y = FO), omdat deze brandstoffen slechts bij uitzondering worden gebruikt. De emissiefactoren zijn gebaseerd op de gemiddelde waarde gemeten bij de vergelijkbare installatie x = 302H03.

IV.2. Emissieoverzicht.

Tabel B.4.3. geeft een overzicht van CO-producerende installaties op basis van gegevens uit 2007 gerangschikt op emissiegrootte. De gepresenteerde waarden zijn afwijkend van de waarden gepresenteerd in het Milieujaarsverslag van 2007, omdat de emissie van CO van de installaties x = 070G01 en 070H04 is herberekend volgens de bepalingen van de "Leidraad Milieujaarrapportages, bijlage F", maart 2008.

Tabel B.4.3. Overzicht van CO-producerende installaties.

installatie x	CO-emissie	CO-emissie cumulatief	bijdrage per installatie	bijdrage per installatie cumulatief
	S _{2,x}			
	(kg/j)		(%)	(%)
070G01	1.484.358	1.484.358	75,9	75,9
070H04	430.476	1.914.834	22,0	97,9
072H01A	21.630	1.936.464	1,1	99,0
072H01B	5.411	1.941.875	0,3	99,3
302H03	4.116	1.945.991	0,2	99,5
231H01	3.009	1.949.000	0,2	99,6
072H03	2.690	1.951.691	0,1	99,8
303H01	1.477	1.953.168	0,1	99,8
201H01	1.761	1.954.929	0,1	99,9
302H04	616	1.955.545	0,0	100,0
302H01	439	1.955.984	0,0	100,0
302H05	246	1.956.230	0,0	100,0
211H01	102	1.956.332	0,0	100,0
211H02	43	1.956.374	0,0	100,0
302H02	6	1.956.381	0,0	100,0
211H03	0	1.956.383	0,0	100,0
221H01	0	1.956.383	0,0	100,0
221H02	0	1.956.383	0,0	100,0
221H03	0	1.956.383	0,0	100,0
221H04A	0	1.956.383	0,0	100,0
221H04B	0	1.956.383	0,0	100,0
221H09	0	1.956.383	0,0	100,0
293H01	0	1.956.383	0,0	100,0
293H03	0	1.956.383	0,0	100,0
301H01	0	1.956.383	0,0	100,0
305H01	0	1.956.383	0,0	100,0
305H02	0	1.956.383	0,0	100,0
309H01	0	1.956.383	0,0	100,0
Σ	1.956.383		100,0	

In het document "Stoffenlijst Besluit Milieuverslaglegging: Lucht" staat voor CO-emissie een drempelwaarde van 10.000 kg/j.

Omdat de CO-emissie, zoals in de bovenstaande tabel is beschreven, meer dan vijf maal de drempelwaarde is, valt de bepalingmethode van de CO-emissie in klasse IV. Bepalingsklasse IV schrijft voor dat "bronnen die gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor ten minste 90 % van de totale emissie, (semie-)continu moeten worden bemeten, of dat ERP's cat. 1 continu moet worden gemonitord".

In dit geval zijn de betreffende ERP's de bronstroom y = DNG en FG. Deze bronstroom worden continu gemonitord met behulp van meetinstrumenten (zie tabel B.2.1. van bijlage II.).

De relatie tussen de betreffende ERP en de stofemissie is beschreven in document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.

Als een externe meetinstituut een analysewaarde rapporteert die kleiner dan de detectiegrens is, dan wordt de grootte van deze analysewaarde gelijk aan nul verondersteld.

Voor het bepalen van de emissiefactoren van alle andere installaties wordt verwezen naar tabel 2.2. van hoofdstuk 2.4.4.

Bijlage V. N₂O (p = 3).

V.1. Emissiefactor.

De N₂O-emissie wordt bepaald aan de hand van de emissiefactoren aangerijkt door FO-Industrie, i.e. 0,6 g/GJ voor vloeibare brandstoffen en 0,1 g/GJ voor gasvormige brandstoffen. Deze emissiefactoren worden gehanteerd omdat representatieve emissiemetingen tot op heden nog niet zijn uitgevoerd.

Tabel B.5.1. Overzicht emissiefactoren.

bronstroom y	N ₂ O-emissie Q _{3,x}
	(g/GJ)
VR, FO	0,6
DNG, RFG1, RFG2, PG1, PG2, COG, DOG, NCG, FG	0,1

V.2. Emissieoverzicht.

Tabel B.5.2. geeft een overzicht van N₂O-producerende installaties op basis van bronstroomgegevens uit 2007 en emissiefactoren uit tabel B.5.1. gerangschikt op emissiegrootte. De gepresenteerde waarden van installatie x = 309H01 zijn ontwerpwaarden, er zijn nog geen emissiewaarden beschikbaar, omdat de installatie in 2007 is gebouwd en in januari 2008 is opgestart. De gepresenteerde waarden zijn afwijkend van de waarden gepresenteerd in het Milieujaarsverslag van 2007, omdat de emissie is herberekend volgens de bepalingen van de "Leidraad Milieujaarrapportages, bijlage F", maart 2008.

Tabel B.5.2. Overzicht van N₂O-producerende installaties.

installatie x	N ₂ O-emissie	N ₂ O-emissie cumulatief	bijdrage per installatie	bijdrage per installatie cumulatief
	S _{3,x}			
	(kg/j)		(%)	(%)
201H01	1.863	1.863	34,1	34,1
303H01	1.107	2.970	20,3	54,3
301H01	629	3.599	11,5	65,8
072H03	450	4.049	8,2	74,1
302H03	376	4.425	6,9	80,9
072H01B	211	4.636	3,9	84,8
302H04	201	4.836	3,7	88,5
070G01	135	4.971	2,5	90,9
221H09	86	5.057	1,6	92,5
072H01A	70	5.127	1,3	93,8
221H02	65	5.192	1,2	95,0
221H03	53	5.245	1,0	95,9
070H04	39	5.284	0,7	96,6
302H01	34	5.319	0,6	97,3
231H01	25	5.344	0,5	97,7
221H01	22	5.366	0,4	98,1
221H04A	21	5.387	0,4	98,5
221H04B	19	5.406	0,4	98,9
302H05	17	5.423	0,3	99,2
211H01	9	5.432	0,2	99,4
211H03	9	5.441	0,2	99,5
211H02	9	5.449	0,2	99,7
293H03	8	5.457	0,1	99,8
309H01	5	5.462	0,1	99,9
293H01	4	5.466	0,1	100,0
305H02	1	5.467	0,0	100,0
302H02	1	5.467	0,0	100,0
305H01	0	5.467	0,0	100,0
Σ	5.467		100,0	

In het document "Stoffenlijst Besluit Milieuverslaglegging: Lucht" staat voor N₂O-emissie een drempelwaarde van 10.000 kg/j.

Omdat de N₂O-emissie, zoals in de bovenstaande tabel is beschreven, iets hoger is dan de helft van de drempelwaarde, valt de bepalingmethode van de N₂O-emissie in klasse II. Bepalingsklasse II schrijft voor dat "bronnen die gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor ten minste 50 % van de totale emissie, twee maal per jaar moeten worden bemeten + ERP's cat. 3, of dat ERP's cat. 1 continu moet worden gemonitord".

In dit geval zijn de installaties x = 201H01 en 303H01 verantwoordelijk voor ruim 50 % van de N₂O-emissie.

Van beide installaties worden twee maal per jaar de N₂O-emissiefactoren bepaald, en worden de ERP's, in dit geval de bronstroom y = VR, FO, RFG1, COG, DOG, DNG, RFG2 en PG1, continu gemonitord.

Als een externe meetinstituut een analysewaarde rapporteert die kleiner dan de detectiegrens is, dan wordt de grootte van deze analysewaarde gelijk aan nul verondersteld.

Voor het bepalen van de emissiefactoren van alle andere installaties wordt verwezen naar tabel 2.2. van hoofdstuk 2.4.4.

Bijlage VI. C_xH_y.(p = 4).

VI.1. Emissiefactor.

De C_xH_y-emissiefactoren zijn gebaseerd op C_xH_y-emissiemetingen die in de periode 2001 tot en met 2008 hebben plaatsgehad.

In een aantal gevallen zijn er geheel geen emissiemetingen uitgevoerd, in deze gevallen is er een aanname gedaan die steeds nader beschreven is.

Tabel B.6.1. Overzicht van de emissiefactoren.

installatie x	bronstroom y	aantal metingen	datum laatste meting	emissiefactor Q _{4,x}		opmerking
				meetwaarde (mg/Nm ³)	aanname (mg/Nm ³)	
070G01	FG	0				I
	DNG	0				I
070H04	FG	0				I
	DNG	0				I
072H01A	VR	0			4	II
	FO	0			4	II
	RFG1	1	9 maart 2006	2		
	DNG	0			2	III
072H01B	VR	1	8 maart 2006	4		
	FO	0			4	IV
	RFG1	1	8 maart 2006	4		
	DNG	0			4	III
072H03	VR	1	8 maart 2006	4		
	FO	0			4	IV
	RFG1	1	8 maart 2006	9		
	DNG	0			9	III
201H01 (met SCR)	VR	2	10 maart 2006	1		
	FO	0			1	V
	RFG1	0			1	V
	COG	0			1	VI
	DOG	0			1	VI
211H01	RFG1	1	29 mei 2006	0		
211H02	RFG1	0			2	VII
211H03	RFG1	1	30 mei 2006	0		
221H01	RFG1	1	30 mei 2006	2		
221H02	RFG1	1	30 mei 2006	0		
221H03	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H04A	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H04B	RFG1	1	1 juni 2006	0		
221H09	RFG1	1	30 mei 2006	0		
231H01	RFG1	0			2	VII
293H01	DNG	0			0	VIII
293H03	RFG1	0			0	VIII

Tabel B.6.1. Overzicht van de emissiefactoren (vervolg).

installatie x	bronstroom y	aantal metingen	datum laatste meting	emissiefactor $Q_{4,x}$		opmerking
				meetwaarde (mg/Nm ³)	aanname (mg/Nm ³)	
301H01	VR	2	8 maart 2006	2		
	FO	0			2	IX
	RFG2	0			2	
	NCG	0			2	X
	DNG	0			2	X
302H01	DNG	0			2	XI
302H02	DNG	0			2	XI
302H03	VR	0			0	XII
	FO	1	30 oktober 2001	0		
	RFG2	0			2	XI
302H04	VR	0			0	XII
	FO	1	30 oktober 2001	0		
	RFG2	0			2	XI
302H05	VR	0			0	XIII
	FO	0			0	XIII
	RFG2	0			2	XI
303H01	RFG2	2	7 maart 2007	3		
	DNG	2	7 maart 2007	3		
	PG1	2	7 maart 2007	3		
305H01	DNG	0			0	VIII
305H02	DNG	0			0	VIII
309H01	DNG	1	31 maart 2008	3		
	PG2	1	31 maart 2008	3		

Tabel B.6.2. Overzicht opmerkingen bij tabel B.6.1.

opmerking	commentaar
I	Het is technisch niet mogelijk om C _x H _y -emissiemetingen uit te voeren op de installaties x = 070G01 en 070H04. De emissie van C _x H _y van beide installaties x = 070G01 en 070H04 veroorzaakt door de beide bronstromen y = DNG en FG is bepaald aan de hand van document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.
II	Op installatie x = 072H01A zijn nimmer C _x H _y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van vacuüm residu (y = VR) en stookolie (y = FO). De emissiefactor is gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) op de installatie x = 072H03.
III	Op de installaties x = 072H01A, 072H01B en 072H03 zijn nimmer C _x H _y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van aardgas (y = DNG). De emissiefactor is per installatie gelijk aan die van raffinaderijgas 1 (y = RFG1) gesteld, omdat aardgas (y = DNG) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1) veelal overeenkomstige eigenschappen hebben.
IV	Op de installaties x = 072H01B en 072H03 zijn nimmer C _x H _y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO). De emissiefactor is per installatie gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat stookolie (y = FO) en vacuüm residu (y = VR) veelal overeenkomstige eigenschappen hebben.
V	Op installatie x = 201H01 zijn nimmer C _x H _y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1), omdat deze brandstoffen slechts bij uitzondering worden gebruikt. De emissiefactoren van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 1 (y = RFG1) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld.

Tabel B.6.2. Overzicht opmerkingen bij tabel B.6.1. (vervolg).

opmerking	commentaar
VI	Het is technisch niet mogelijk om C_xH_y -emissiemetingen uit te voeren op installatie x = 201H01 bij de brandstoffen crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG), omdat deze twee brandstoffen samen slechts gemiddeld ca. 5 % van de totale brandstofbehoefte uitmaken. De emissiefactoren van crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat tijdens de C_xH_y -emissiemetingen ook crude offgas (y = COG) en depentanizer offgas (y = DOG) werden verstoekt.
VII	Op de installaties x = 211H02 en 231H01 zijn tot op heden nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd. Om een zo realistisch mogelijke emissiewaarde te kunnen hanteren voor beide installaties, is onderzocht welke installaties hier voor in aanmerking komen. Als aanname wordt de C_xH_y -emissiefactor van installatie x = 221H01 gehanteerd tot er emissiemetingen zijn uitgevoerd op de betreffende installaties. In de betreffende installaties wordt een vergelijkbare brandstof gestookt als in installatie x = 221H01, bovendien zijn de operationele condities van de betreffende installaties vergelijkbaar met die van installatie x = 221H01.
VIII	Op de installatie x = 293H01, 293H03, 305H01 en 305H02 zijn nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd. De emissiefactor "0 mg/Nm ³ " wordt verondersteld, omdat er optimale naverbranding in de Superclausreactor plaats vindt als gevolg van een overmaat aan zuurstof en optimale reactietemperatuur.
IX	Op installatie x = 301H01 zijn nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 2 (y = RFG2), omdat deze brandstof slechts bij uitzondering wordt gebruikt. De emissiefactoren van stookolie (y = FO) en raffinaderijgas 2 (y = RFG2) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld.
X	Het is technisch niet mogelijk om C_xH_y -emissiemetingen uit te voeren op installatie x = 301H01 bij de brandstoffen non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG), omdat deze twee brandstoffen samen slechts gemiddeld ca. 5 % van de totale brandstofbehoefte uitmaken. De emissiefactoren van non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG) zijn gelijk aan die van vacuüm residu (y = VR) gesteld, omdat tijdens de CO-emissiemetingen ook non condensable gas (y = NCG) en aardgas (y = DNG) werden verstoekt.
XI	Op de installaties x = 302H01, 302H02, 302H03, 302H04 en 302H05 zijn nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van aardgas (y = DNG) en / of raffinaderijgas 2 (y = RFG2). De emissiefactor van installatie x = 211H02 wordt gehanteerd tot er emissiemetingen zijn uitgevoerd op de betreffende installaties. In de betreffende installaties wordt een vergelijkbare brandstof gestookt als in installatie x = 211H02, bovendien zijn de operationele condities van de betreffende installaties vergelijkbaar met die van installatie x = 211H02.
XII	Op de installaties x = 302H03 en 302H04 zijn nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van vacuüm residu (y = VR). De emissiefactor van vacuüm residu (y = VR) is gelijk aan die van stookolie (y = FO).
XIII	Op installatie x = 302H05 zijn nimmer C_xH_y -emissiemetingen uitgevoerd tijdens het stoken van vacuüm residu (y = VR) en stookolie (y = FO), omdat deze brandstoffen slechts bij uitzondering worden gebruikt. De emissiefactoren zijn gebaseerd op de gemiddelde waarde gemeten bij de vergelijkbare installaties x = 302H03 en 302H04.

VI.2. Emissieoverzicht.

Tabel B.6.3. geeft een overzicht van C_xH_y-producerende installaties op basis van gegevens uit 2007 gerangschikt op emissiegrootte. De gepresenteerde waarden van installatie x = 309H01 zijn ontwerpwaarden, er zijn nog geen emissiewaarden beschikbaar, omdat de installatie in 2007 is gebouwd en in januari 2008 is opgestart. De gepresenteerde waarden zijn afwijkend van de waarden gepresenteerd in het Milieujaarsverslag van 2007, omdat de emissie van C_xH_y van de installaties x = 070G01 en 070H04 is herberekend volgens de bepalingen van de "Leidraad Milieujaarrapportages, bijlage F", maart 2008.

Voor andere C_xH_y-emissiebronnen (diffuse emissie, storingsemisies, adem- en vulverliezen en beladingsemisies) wordt verwezen naar werkinstructie 920-17 "Bepaling van VOS-emissie naar de Atmosfeer" (tabel B.9.2. van bijlage IX.).

Tabel B.6.3. Overzicht van C_xH_y-producerende installaties.

installatie x	C _x H _y -emissieS _{4,x}	C _x H _y -emissie cumulatief	bijdrage per installatie	bijdrage per installatie cumulatief
	(kg/j)	(kg/j)	(%)	(%)
070G01	398.970	398.970	76,0	76,0
070H04	115.705	514.675	22,1	98,1
303H01	4.114	518.789	0,8	98,9
072H03	1.288	520.076	0,2	99,1
201H01	1.181	521.257	0,2	99,3
301H01	845	522.102	0,2	99,5
072H01B	819	522.921	0,2	99,7
072H01A	450	523.372	0,1	99,7
302H03	304	523.675	0,1	99,8
302H04	291	523.966	0,1	99,9
302H01	234	524.200	0,0	99,9
231H01	161	524.360	0,0	99,9
221H01	144	524.505	0,0	100,0
302H05	106	524.611	0,0	100,0
211H02	56	524.666	0,0	100,0
309H01	39	524.705	0,0	100,0
302H02	3	524.708	0,0	100,0
211H01	0	524.709	0,0	100,0
211H03	0	524.709	0,0	100,0
221H02	0	524.709	0,0	100,0
221H03	0	524.709	0,0	100,0
221H04A	0	524.709	0,0	100,0
221H04B	0	524.709	0,0	100,0
221H09	0	524.709	0,0	100,0
293H01	0	524.709	0,0	100,0
293H03	0	524.709	0,0	100,0
305H01	0	524.709	0,0	100,0
305H02	0	524.709	0,0	100,0
Σ	524.709		100,0	

In het document "Stoffenlijst Besluit Milieuverlaglegging: Lucht" staat voor VOS-verbrandingsemisie een drempelwaarde van 10.000 kg/j.

Omdat de C_xH_y-emissie, zoals in de bovenstaande tabel is beschreven, meer dan vijf maal de drempelwaarde is, valt de bepalingsmethode van de C_xH_y-emissie in klasse IV. Bepalingsklasse IV schrijft voor dat de emissie van fakkels berekend dient te worden aan de hand van document "Diffuse Emissies en Emissie bij Op- en Overslag, Handboek Emissiefactoren", Nummer 14, maart 2004.

Als een externe meetinstituut een analysewaarde rapporteert die kleiner dan de detectiegrens is, dan wordt de grootte van deze analysewaarde gelijk aan nul verondersteld..

Voor het bepalen van de emissiefactoren van alle andere installaties wordt verwezen naar tabel 2.2. van hoofdstuk 2.4.4.

Bijlage VII. Enkele Zware Metalen en Enkele Organische Stoffen.

VII.1. Emissiefactor.

Tabel B.7.1. Overzicht emissiefactoren.

installatie x	bronstroom y	componenten in totaal stof									op- mer- king
		PAK's	Cr	Ni	Cu	As	Cd	Ba	V	Hg	
		(mg/Nm ³)									
070G01	FG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
	DNG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
070H04	FG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
072H01A	VR	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	FO	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
	DNG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
072H01B	VR	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	FO	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
	DNG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
072H03	VR	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	FO	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
	DNG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
201H01 (met SCR)	VR	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	I
	FO	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	II
	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
	COG	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	I
	DOG	0	0,012	0,91	0,016	0	0,0013	0,88	0,51	0.002	I
211H01	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
211H02	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
211H03	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H01	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H02	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H03	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H04A	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H04B	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
221H09	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
231H01	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	III
293H01	DNG	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV
293H03	RFG1	0	0,041	0,011	0,0032	0	0,0002	0,82	0,0085	0.0006	IV

Tabel B.7.1. Overzicht emissiefactoren (vervolg).

installatie x	bronstroom y	componenten in totaal stof									op- mer- king
		PAK's	Cr	Ni	Cu	As	Cd	Ba	V	Hg	
		(mg/Nm ³)									
301H01	VR	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	V
	FO	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	RFG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
	NCG	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	V
	DNG	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	V
302H01	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
302H02	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
302H03	VR	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	FO	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	RFG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
302H04	VR	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	FO	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	RFG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
302H05	VR	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	FO	0	0,005	1,48	0,0057	0	0,0002	0,72	0,63	0,0002	VI
	RFG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
303H01	RFG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VII
	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VII
	PG1	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VII
305H01	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
305H02	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
309H01	DNG	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII
	PG2	0	0,046	0,017	0,006	0	0,0009	0,8	0,002	0	VIII

Tabel B.7.2. Overzicht opmerkingen bij tabel B.7.1.

opmerking	commentaar
I	emissiemetingen op installatie x = 201H01 met bronstroom y = VR door SGS d.d. 5 oktober 1999
II	de analyseresultaten verkregen op 5 oktober 1999 op installatie x = 201H01 met bronstroom y = VR zijn gehanteerd
III	emissiemetingen op de installaties x = 211H01 t/m 231H01 met bronstroom y = RFG1 door SGS d.d. 5 oktober 1999
IV	de analyseresultaten verkregen op 5 oktober 1999 op de installaties x = 211H01 t/m 231H01 met bronstroom y = RFG1 zijn gehanteerd
V	emissiemetingen op installatie x = 301H01 met bronstroom y = VR door SGS d.d. 25 november 1999
VI	de analyseresultaten verkregen op 25 november 1999 op installatie x = 301H01 met bronstroom y = VR zijn gehanteerd
VII	emissiemetingen op installatie x = 303H01 met de bronstroomen y = DNG, RFG2 en PG1 door SGS d.d. 23 juli 1999
VIII	de analyseresultaten verkregen op 23 juli 1999 op installatie x = 303H01 met de bronstroomen y = DNG, RFG2 en PG1 zijn gehanteerd

VII.2. Emissieoverzicht.

Mede aan de hand van de emissie van stoffen die volgens de WM-vergunning artikel 11.16. aan een limiet onderhevig zijn, is de bepalingssklasse bepaald met behulp van de gerapporteerde emissie in het Milieujaarsverslag van 2007 en het document "Stoffenlijst Besluit Milieuverslaglegging: Lucht".

Tabel B.7.3. Overzicht bepalingssklasse.

stof	rapportage MJV2007	rapportage MJV2004	drempelwaarde **	bepalingssklasse
	(kg/j)	(kg/j)	(kg/j)	
As	0		1	I
Cd	0		1	I
Cr	7		10	II
Cu	9		5	III
Hg	1		1	I
Pb	6		50	I
Ni	963		1	IV
Zn	49		100	I
Se	0		1	I
methaan	0		100.000	I
etheen	0		1.000	I
benzeen	0		500	I
tolueen	0		10.000	I
formaldehyde	0		100	I
PAK's (10 van VROM)	*	134	500	I
fluorantheen	*	3	100	I

* geen gegevens beschikbaar

** "Stoffenlijst Besluit Milieuverslaglegging: Lucht"

Uit de bovenstaande tabel is op te maken dat de zware metalen deels in de bepalingssklasse I, II, III en IV vallen. De strengste bepalingssklasse, bepalingssklasse IV, schrijft voor dat "bronnen die gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor ten minste 90 % van de totale emissie, (semie-)continu moeten worden bemeten of als dat problematisch is twee maal per jaar moeten worden bemeten en ERP's cat. 2 monitoring, of dat ERP's cat. 1 continu moet worden gemonitord".

Omdat de zware metalen slechts afkomstig zijn van installaties waar de bronstromen y = VR en FO worden verbrand, kan aan bepalingssklasse IV worden voldaan door twee maal per jaar het totaal stof van installatie x = 201H01 te laten analyseren op de betreffende zware metalen. Installatie x= 201H01 is representatief voor alle andere installaties waar ook de zelfde bronstromen y = VR en FO worden verbrand.

In dit geval zijn de betreffende ERP's de bronstromen y = VR en FO. Deze bronstromen worden continu gemonitord met behulp van meetinstrumenten (zie tabel B.2.1. van bijlage II.).

Uit de bovenstaande tabel is op te maken dat de organische stoffen allemaal in bepalingssklasse I vallen. Bepalingssklasse I schrijft voor dat "de grootste bron éénmalig bij opstart of na modificatie moet worden bemeten". Zodra er een modificatie heeft plaatsgevonden aan de installatie die de grootste bron vormt, i.e. installatie x = 303H01, zal de emissie van de betreffende organische stoffen worden bepaald door een extern meetinstituut.

Als een externe meetinstituut een analysewaarde rapporteert die kleiner dan de detectiegrens is, dan wordt de grootte van deze analysewaarde gelijk aan nul verondersteld.

Bijlage VIII. Monsternamepunten en Technische Tekeningen.

De onderstaande tekeningen zijn op locatie beschikbaar.

Tabel B.8.1. Overzicht monsternamepunten t.b.v. emissiemetingen.

installatie	monsternamepunt	tekeningnummer
072H01A	SC-072-03-7	140-34-072-02868-2
072H01B	SC-072-04-7	140-34-072-02869-2
072H03	SC-072-05-7	140-34-072-00603
201H01 inlaat 201R01	SC-201-23-7	140-10-201-28806-1
201H01 uitlaat 201R01	SC-201-24-7	140-10-201-28806-2
211H01	SC-211-12-7	140-20-211-28838
211H02	SC-211-13-7	140-20-211-28842
211H03	SC-211-14-7	140-20-211-28845
221H01	SC-211-09-7	140-20-221-28860
221H02	SC-211-10-7	140-20-221-28855-1
221H03	SC-221-11-7	140-10-221-28855-1
221H04A	SC-221-12-7	140-20-221-28855-2
221H04B	SC-211-13-7	140-20-221-28855-2
221H09	SC-221-14-7	140-20-221-31226
231H01	SC-231-16-7	140-20-231-28865
301H01	SC-301-22-7	140-50-301-00225-2
302H01	SC-302-40-7	140-70-302-00242-1
302H02	SC-302-41-7	140-70-302-00243-1
302H03	SC-302-42-7	140-70-302-00254
302H04	SC-302-43-7	140-70-302-00264
302H05	SC-302-44-7	140-70-302-00272
303H01	SC-303-19-7	140-60-303-08534
309H01	SC-309-	

Bijlage IX. Procedures.

De onderstaande procedures en werkinstructies zijn in het monitoringsplan emissie naar atmosfeer gehanteerd. Werkinstructie PFC-001 is momenteel slechts als concept beschikbaar, op uiterlijk 30 juni 2008 is deze werkinstructie formeel van kracht.

Tabel B.9.1. Procedures en werkinstructies.

procedure / werkinstructie		revisie	
#	naam	#	datum
100-001	Documentbeheersing	12	22 oktober 2007
220-459	Het Testen van Elektronische Druk- of Drukverschil Transmitter	2	7 september 2006
220-482	Preventief Maintenance Policy Instrumentation Frequency Calculation	6	1 mei 2007
270-001	Management of Change Procedure	14	2 februari 2007
530-032	Routine Sampling / Analysis Scheme Process 1	15	1 februari 2008
530-033	Routine Sampling / Analysis Scheme Process 2	25	1 februari 2008
530-034	Routine Sampling / Analysis Scheme Off Sites	15	13 juli 2007
580-002	Kriticiteit Analyser Systemen	0	1 oktober 2007
830-001	Beheer van IT Aanvragen	1	18 september 2007
830-002	Beheer van Accounts	1	18 september 2007
830-003	Change Management	1	18 september 2007
830-004	Backup van Electronische Data	1	18 september 2007
920-004	Beheer Milieukritische Apparatuur	0	30 november 2000
920-005	Environmental Criticality Method for Instruments	0	30 november 2000
920-006	Environmental Criticality Method for Analysers	0	30 november 2000
PFC-001	Balanceren Brandstoffen met Gera	0	concept

De onderstaande monitoringsplannen en procedures zijn ook beschikbaar.

Tabel B.9.2. Monitoringsplannen en procedures.

monitoringsplan / procedure		revisie	
#	naam	#	datum
	CO ₂ - / NO _x -monitoringsplan	5.5.	30 juni 2008
	SO ₂ -monitoringsplan	1.6.	12 augustus 2008
920-07	Bepaling van Freon-, NH ₃ -, Cl ₂ - en HCl-Emissie naar Atmosfeer	4	12 augustus 2008
920-17	Bepaling van VOS-emissie naar de Atmosfeer	1	1 februari 2006