

Reststromen propaan en ethaan als grondstof in kraakinstallaties

Een verkenning

Eindrapport

Delft, oktober 2013

Opgesteld door:

A. (Ab) de Buck

M.R. (Maarten) Afman

J. (Jan) van der Kolk, Van der Kolk advies



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

A. (Ab) de Buck, M.R. (Maarten) Afman, J. (Jan) van der Kolk (Van der Kolk Advies)
Reststromen propaan en ethaan als grondstof in kraakinstallaties
Een verkenning
Delft, CE Delft, oktober 2013

Propaan / Ethaan / Reststoffen / Grondstoffen / Chemische industrie

Publicatienummer: 13.3A23.61

Opdrachtgever: Agentschap NL (in het kader van ondersteuning MJA-III/MEE))
Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Ab de Buck.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.



Voorwoord

De bundeling van industrie in de Nederlandse delta biedt unieke kansen om reststromen tussen bedrijven uit te wisselen. In het verleden zijn al veel processen vergaand geïntegreerd. Er liggen echter ook kansen om bij nieuwe bedrijven reststromen hoogwaardiger te benutten. Dat kan de economische positie van de bedrijven versterken, en van de haven als totaal. Tegelijk leidt het vrijwel altijd tot een lager gebruik van energie en grondstoffen, en een vermindering van de milieubelasting.

Dit verkennende onderzoek richt zich op de reststromen van twee nieuwe bedrijven in de Rotterdamse haven, de Gate LNG terminal en Neste biodiesel, die als grondstof ingezet zouden kunnen worden bij de bestaande stoomkrakers van Dow Terneuzen en Shell Moerdijk.

Het project is gefaciliteerd door Agentschap NL, in het kader van de Routekaart Chemie van de VNCI. Bedrijven hebben er actief in meegewerkt en informatie aangedragen. Dat heeft het mogelijk gemaakt om de economische en milieueffecten van deze route in beeld te krijgen. Het blijkt om grote stromen te gaan. Dit maakt dat het economisch aantrekkelijk zou kunnen zijn, en tevens dat er substantiële milieueffecten te verwachten zijn.

We hopen dat deze resultaten een handvat vormen om vervolgstappen te zetten.





Inhoud

	Summary	7
1	Inleiding	11
1.1	Achtergrond	11
1.2	Doel	12
1.3	Werkwijze	12
2	Reststromen propaan en ethaan	15
2.1	Gate LNG-terminal	15
2.2	Neste Oil	17
2.3	Raffinaderijen	17
3	Naftakrakers en mogelijke inzet reststromen koolwaterstoffen	19
3.1	Kraakproces	19
3.2	Eisen aan de zuiverheid reststromen	21
3.3	Eisen aan continuïteit levering reststromen	21
3.4	Effecten op producten	22
3.5	Impact op kraakinstallaties	22
4	Logistiek	25
4.1	Locaties toeleveranciers en afnemers	25
4.2	Transport per schip	29
5	Indicatieve berekening kosten/ baten	31
5.1	Stromen	31
5.2	Prijsniveaus	32
6.2	Side streams van Neste en raffinaderijen	39
7	Conclusies en aanbevelingen	41
7.1	Conclusies	41
7.2	Aanbevelingen	43
	Literatuur	45
Bijlage A	Geïnterviewde personen	47





Summary

Introduction

Within the framework of the Roadmap for the Chemicals Sector, the Association of the Dutch Chemical Industry, VNCI, is looking for routes that contribute to reductions in the GHG footprint. Agentschap NL supports this search, within the framework of long term agreements of energy efficiency in industry (covenants MJA-III and MEE). One route is use of side streams as feedstocks.

This scouting study is directed at the use of side streams of ethane (C2) and propane (C3) as feedstocks. These streams are currently used as fuel, but might also serve as feedstock for steam-crackers, as an alternative to naphtha. This could result in lower GHG emissions in production of the chemical industry.

In a previous project, CE Delft has investigated options for use of side streams of propane in a unit, producing propylene as feedstock for the chemical industry. Compared to this route, use of propane side streams in steam-crackers might require substantially lower investments, and the process in steam-crackers will allow for variations in the volumes of product streams and in composition of the streams.

This study is a scouting study. Results are based on first estimates on investments and costs. Three potential sources of side streams have been considered: the Gate LNG-terminal, Neste biodiesel and refineries.

Potential in the Rotterdam area

Table 1 shows the potential volumes of the side streams. At Gate the ethane and propane are part of the LNG imported and are currently part of the gas distributed from the terminal. At present, due to global market conditions, the terminal operates at a lower capacity. For Neste Biodiesel, the side stream is currently sent to E.ON, where it is used as fuel in electricity production.

Table 1 Side streams of ethane and propane in the Rotterdam port (kton/year)

Source	Propane	Ethane
Gate LNG-terminal		
A. 100% throughput	200	700
B. 50% throughput	100	350
Neste Biodiesel	55	-
Refineries (excl. Koch)	130	50
Total:	290/390	400/750

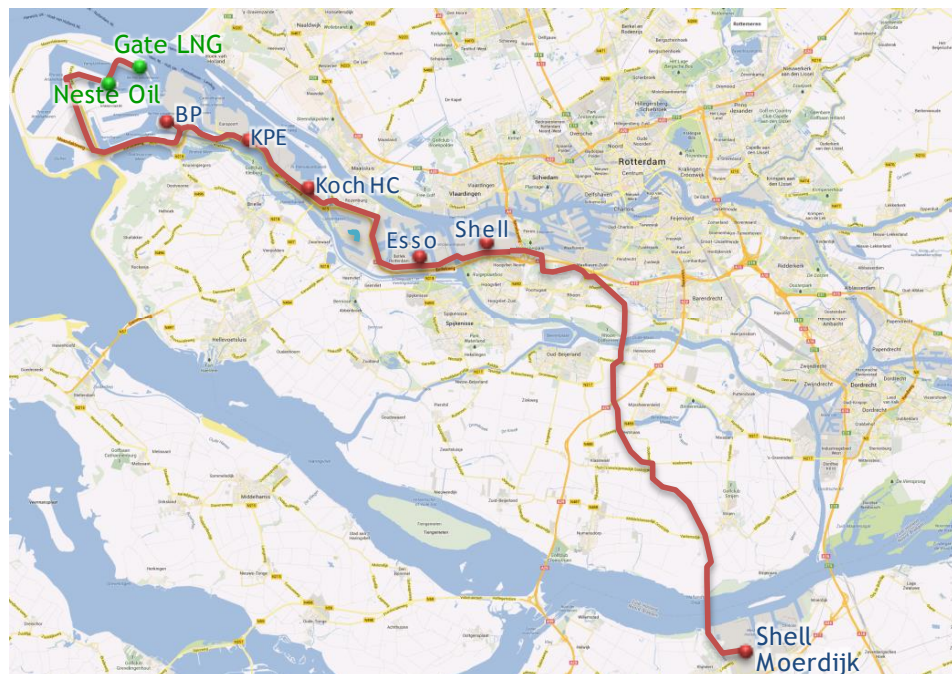
It can be concluded that steam-crackers would be well capable of processing the C2/C3 feedstocks. Variations in supply of these feedstocks can be accommodated.

C2/C3 streams from Gate could be transported to Shell Moerdijk by pipeline, either as a fluid or as a gas. In this study we have considered transport as a supercritical fluid, and assumed that existing pipelines between Shell Moerdijk and Shell Pernis can be used, as well as the Multicore pipeline from Shell Pernis to Europoort. This would also be the case if the stream would be transported as a fluid. From the Gate-terminal to the Multicore pipeline, a



new pipeline should be realised, which would have to cross the Yangtse-harbour. The route of the pipeline would be close to other potential future suppliers, such as Neste and the various refineries in this area.

Figure 1 Possible trajectory for pipeline with side streams from the Gate LNG-terminal via Neste to the steam-cracker of Shell in Moerdijk. The trajectory shows also other potential suppliers of C2 and C3



For transport to Dow Terneuzen, tankers transporting C3 would be the most logical option.

Estimates of costs and benefits

For two cases cost/benefits estimates have been made:

- Case A: transport of C2 and C3 via a pipeline from Gate to Shell; and
- Case B: transport of C3 via tankers from Neste to Dow.

Costs include costs for extraction of ethane/propane, transport (pipeline or ship) and input in the cracking installation. For Case A, constraints in existing distillation capacity for light products will also result in substantial costs. These are due to the large volumes of C2/C3 feed, which would result in a substantial increase in the of 'light' products of the cracking installation. Due to the location specific character of these costs, these could not be quantified within the scope of this study.

The benefits are based on a price of € 525/ton for the stream from Gate, and € 590 for the stream from Neste. These reflect respectively, the prices for naphta and propane in the ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp) region. The results of the cost/benefit evaluation are shown in Table 2.

Table 2 Economics for use of C2/C3 side streams in steam-crackers, exclusive costs for measures required to compensate for constraints in existing distillation capacity

	Case A C2/C3 from Gate to Shell Moerdijk via pipeline	Case B C3 from Neste to Dow via gas tanker	
	100%	50%	
Stream (kton/year)	200 kton C3 + 700 kton C2	100 kton C3 + 350 kton C2	55 kton C3
Investments (M€)	250	180	50
Operational costs (M€/year)	370	190	25
Benefits (M€/year)	470	235	32.4

From a LCA evaluation, it can be concluded that the use of C2/C3 from Gate in the steam cracker in Shell Moerdijk results in a reduction of GHG emissions of 80 kton CO₂ eq./year, due to the lower CO₂ emission factor of the gas that will replace the C2/C3. In a maximum scenario, in which side streams from Gate and refineries would be used as a feedstock, the volume of avoided GHG-emissions would amount to 170 kton CO₂.

Regarding the potential large economic and environmental value of the concept, it is recommended to conduct a more detailed study on costs and benefits. This should include an assessment of costs related to lifting the constraints in existing distillation capacity of light products. Another interesting route might be use of Gate's C3-streams at Dow. Also potentials at other companies in the Maasvlakte/Europoort areas which have side streams of C2/C3 should be considered. This applies especially to Koch (distillation of gas condensates), and the new operation of Oranje Nassau Energy (extraction and treatment of gas at the Maasvlakte). A joint approach might offer opportunities for increase of volumes and reductions in costs.



1 Inleiding

1.1 Achtergrond

De VNCI heeft in de Routekaart Chemie een ambitie neergezet om de energie-efficiëntie van de Nederlandse chemische industrie verder te verbeteren en de uitstoot van broeikasgassen met 40% tot 2030 te verminderen (VNCI, 2012). Dit doel sluit nauw aan bij de klimaatambities van het Rijk, en de doelstellingen van de convenanten die industrie en Rijk hebben gesloten (MEE en MJA-III).

Agentschap NL ondersteunt namens het ministerie van Economische Zaken bedrijven en branches bij het realiseren van duurzaamheidsambities, en faciliteert ook diverse initiatieven in het kader van de Routekaart Chemie. Naast opties binnen bedrijven (innovatieve energie-efficiënte processen, energiebesparende technieken), zijn er ook kansen om tussen bedrijven processen te optimaliseren. Met name kan daarbij gedacht worden aan het hoogwaardiger benutten van reststromen. Dit concept heeft een belangrijke plaats in de Routekaart Chemie. Maar ook in andere kaders, zoals het Havenplan 2030 (Havenbedrijf Rotterdam, 2013) en de convenanten MEE en MJA-III is ketenefficiëntie een belangrijk item.

Benutten propaanreststromen: eerste ideeën

Een idee voor ketenefficiëntie in de Rotterdamse haven richt zich op hoogwaardiger benutting van reststromen propaan. In een eerder onderzoek van CE Delft voor Agentschap NL is in kaart gebracht dat in Rotterdam substantiële reststromen propaan worden ingezet als brandstof (CE Delft, 2012). De eerdere studie richt zich op benutting van deze reststromen als grondstof voor productie van propeen, via het PDH-proces (Propaan DeHydrogenatie). In de studie is gekeken naar inzet van geproduceerd propeen als feedstock voor de chemische industrie. Voor deze route is een 1ste business case gemaakt, en is de CO₂-emissiereductie in de keten berekend.

Na deze studie is een workshop georganiseerd met de bedrijven die potentieel propaan zouden kunnen leveren en propeen afnemen. In de workshop werd geconcludeerd dat hoge investeringen vereist zijn voor realisatie van een PDH-fabriek. Tevens stelt een PDH-fabriek hoge eisen aan een gegarandeerde omvangrijke toevoer van relatief zuivere stromen propaan. Deze volumestroom is nu nog niet beschikbaar. Dit zijn belangrijke risicofactoren voor investeringen in realisatie van PDH-productiecapaciteit.

Benutten propaanreststromen naar kraakinstallaties

Tijdens en na de workshop kwam van enkele bedrijven de optie naar voren om de reststromen in te zetten in bestaande stoomkrakers. Dit heeft ten opzichte van het concept van een PDH-fabriek het voordeel dat de reststromen ingezet worden in bestaande installaties en dat aanzienlijk minder investeringen nodig zijn in bouw van nieuwe installaties. Daarnaast stelt een naftakraker waarschijnlijk minder hoge eisen aan samenstelling en continuïteit van aanvoer van stromen.



Ook kijkend naar internationale productiestromen en markten zou inzet in kraakinstallaties logisch kunnen zijn. In de VS en in het Midden-Oosten wordt door kraken van ethaan uit (schalie)gas veel etheen geproduceerd. Dit leidt in deze regio's tot een additionele behoefte aan propeen, en is een belangrijke trigger voor realisatie van PDH-units.

In Europa/Rotterdam is de situatie anders: stoomkrakers kraken zwaardere voedingen en produceren relatief meer propeen. Daarom zou in deze regio het juist interessant zijn om relatief lichte side streams in te zetten in de kraakinstallaties.

1.2 Doel

Dit rapport richt zich op de inzet van reststromen propaan in naftakrakers. Het rapport is gebaseerd op gesprekken met de belangrijkste stakeholders: Gate, Shell, Dow, Neste en een tweetal raffinaderijen en indicatieve berekeningen. Het onderzoek moet gezien worden als een eerste verkenning. We hebben de volgende punten indicatief in kaart gebracht:

- Omvang van mogelijk beschikbare reststromen:
Naast propaan (C3) hebben we ook gekeken naar reststromen ethaan (C2). Achtergrond hiervan is dat in naftakrakers een bredere range aan koolwaterstoffen kan worden ingezet. Daarnaast is gekeken naar benodigde technieken om de reststromen af te scheiden van de hoofdstroom.
De focus ligt op de bedrijven Gate en Neste. Daarnaast is globaal gekeken naar beschikbaarheid van stromen bij raffinaderijen.
- Technieken en processen voor verwerking van propaanhoudende reststromen in krakers:
We hebben globaal in kaart gebracht welke vereisten er vanuit de kraakinstallaties voor te verwerken reststromen.
- Logistiek:
We hebben gekeken naar mogelijkheden om de reststromen te transporteren vanaf de productielocaties naar de kraakinstallaties van Shell in Moerdijk en Dow in Terneuzen. Een punt van aandacht zijn ook benodigde voorzieningen voor tussentijdse opslag, zowel bij de toeleveranciers als bij de krakers.
- 1ste indicatie kosten/baten:
Hierin nemen we mee de benodigde investeringen, baten voor toelevering van de reststromen als grondstof, en additionele kosten voor vervangende brandstof (aardgas). De kosten en baten werken we uit in een eenvoudige terugverdientijd.
- 1ste indicatie van impact op broeikasgasemissies in de keten:
We brengen in kaart wat de te verwachten impact is van het concept op de broeikasgasemissies in de keten. Achtergrond hiervan is dat door reststromen als grondstof in te zetten, minder nafta als grondstof nodig is in krakers, en minder ruwe aardolie in raffinaderijen, en dat in plaats van C2/C3 aardgas wordt ingezet als brandstof.

1.3 Werkwijze

De verkenning is uitgevoerd door:

- Gesprekken met bedrijven:
Met zowel potentiële toeleveranciers (Gate, Neste, twee raffinaderijen) als de bedrijven die naftakrakers in operatie hebben (Shell, Dow) zijn gesprekken gevoerd. Dit is gebeurd op basis van vertrouwelijkheid. Na het gesprek is een vertrouwelijk gesprek gemaakt, en de bedrijven



hebben aangegeven welke informatie daaruit openbaar gemaakt kan worden.

- Literatuuronderzoek:
Uit openbare bronnen is informatie verzameld over processen en technieken.
- Kostenberekening:
Op basis van de gegevens van bedrijven en openbare informatie uit literatuur is een indicatieve kostenberekening gemaakt.
- Berekening impact op CO₂-emissies keten:
De CO₂-impact is berekend met kentallen uit de database Ecoinvent v.2.3. (2012).

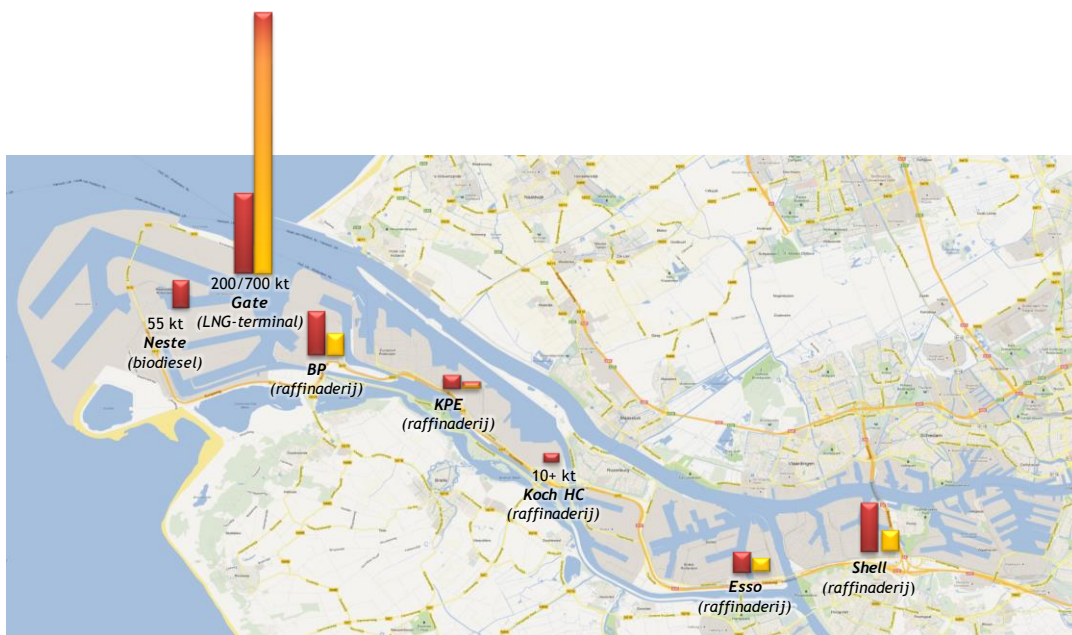




2 Reststromen propaan en ethaan

In de haven van Rotterdam hebben diverse bedrijven reststromen met propaan en ethaan. Figuur 1 geeft hiervan een overzicht, ontleend aan de studie (CE Delft, 2012), en geüpdatet in de onderhavige studie.

Figuur 1 Potentiële side streams propaan en ethaan in de Rotterdamse haven



Bron: CE Delft, op basis van informatie bedrijven.

De belangrijkste potentiële bronnen van propaan zijn de LNG-terminal van Gate, de biodieselfabriek van Neste en de raffinaderijen. Bij de LNG-terminal en de raffinaderijen zou mogelijk ook een stroom ethaan afgescheiden kunnen worden.

2.1 Gate LNG-terminal

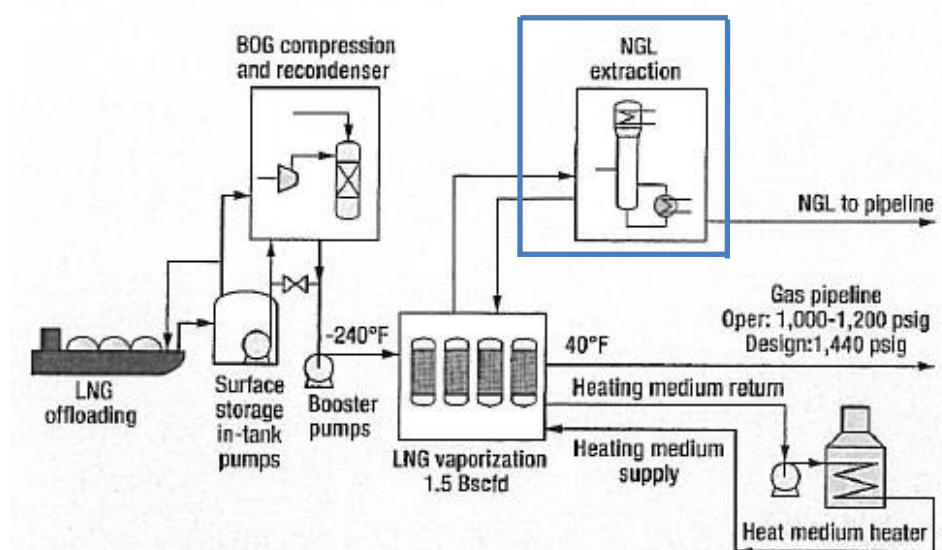
Bij de Gate LNG-terminal vindt aanvoer plaats van LNG (vloeibaar aardgas). Dit wordt na opslag uitgezonden in het gasnet. Daarnaast vindt een ontwikkeling plaats om het LNG af te zetten naar de brandstofmarkt. Het LNG bevat naast methaan ook fracties ethaan, propaan en hogere koolwaterstoffen. Typerend voor ethaan en propaan zijn gehalten van resp. 5 en 1 vol% ¹ (Gate, 2013). De in het gas aanwezige hogere koolwaterstoffen worden momenteel met het gas afgezet op het gasnet. Bij een doorzet van 10,4 BCM komt dit overeen met een stroom van 696 kton ethaan en 204 kton propaan.

¹ In de eerdere studie is gerekend met 1,7 vol% propaan op grond van een range aan gassamenstellingen, maar deze gehalten zijn tot nu toe niet aangetroffen.

In de huidige situatie is er relatief weinig aanvoer van LNG. Achtergrond hiervan is dan in de mondiale gasmarkt LNG vooral naar Japan getransporteerd wordt².

Het is technisch goed mogelijk om bij het hervergassen van LNG hogere koolwaterstoffen af te scheiden van het methaan (K. Shah, 2008). Dit stripproces is een relatief eenvoudige techniek, die wordt toegepast bij LNG-terminals in de VS. Daar wordt het toegepast om de kwaliteit (soortelijke warmte) van gas dat geleverd wordt uit de LNG-terminal binnen specificaties te houden. Figuur 2 geeft een schema van een LNG-terminal met een dergelijke strip-eenheid.

Figuur 2 Configuratie van een LNG-terminal met een geïntegreerde extractie eenheid voor hogere koolwaterstoffen (NGL extraction)



Bron: K. Shah, Hydrocarbon Processing, 2008.

Volgens een publicatie van Foster Wheeler uit 2006 ligt de investering voor een extractie-eenheid bij een 1.000 MMSCFD LNG-terminal op M\$₂₀₀₆ 35 (Yang, 2006). Naast propaan wordt in de extractie-eenheid ook ethaan afgescheiden.

Deze hogere koolwaterstoffen komen bij de extractie vrij in vloeibare toestand, maar ze kunnen daarna ook in de gasfase worden gebracht.

Op basis van bovenstaande raming schat Gate de investering op 78 M€₂₀₁₆³. Voor de Gate LNG-terminal zou levering van reststromen hogere koolwaterstoffen aan een kraker in theorie interessant kunnen zijn omdat het een nieuwe markt zou betekenen voor het geïmporteerde gas. Naast afzet van LNG op de gasmarkt en LNG als brandstof zou het een derde afzetmarkt kunnen vormen.

² Een nieuwe ontwikkeling is dat een consortium wil LNG gaan leveren als transportbrandstof. Het streven is dat in 2015 50 zeeschepen, 50 binnenvaartschepen en 500 trucks gebruik gaan maken van LNG, en streeft naar een markt voor LNG-transportbrandstof van 2-3 miljoen ton in 2030 (Schuttevaer, 2012).

³ Dow Chemical geeft een raming van 200 miljoen \$ (incl. bufferstations), overeenkomend met M€ 150. Het is niet goed duidelijk wat hierin meer is meegenomen.

Een nevenvoordeel zou tevens kunnen zijn dat door afscheiding van hogere koolwaterstoffen afgezet gas of LNG-transportbrandstof een constantere kwaliteit zou hebben.

Een aandachtspunt is dat Gate niet de eigenaar is van opgeslagen gas, Gate levert alleen de opslagfaciliteit. De grotere energiebedrijven zijn eigenaar van het gas en bepalen uiteindelijk wat er met het gas gebeurt.

2.2 Neste Oil

Neste is op zoek naar opties om de waarde van de propaan side stream te maximaliseren. Ook levering aan stoomkrakers kan een optie zijn, mits het economische plaatje voldoende interessant is, en hierin de 'bio-waarde' van de stroom wordt gevaloriseerd.

De stroom bestaat hoofdzakelijk uit propaan. De stroom is in gasvorm, en bevat ongeveer 75% propaan afkomstig van de hydrogenering van triglycerides van plantaardige origine. De capaciteit is 60-70 kton/jaar. De stroom bevat voornamelijk propaan (ca. 75%, 50-55 kton/jaar) en daarnaast vormt H₂ de grootste andere component. Daarnaast bevat de stroom CO+CO₂ (tezamen minder dan 2%) en een paar procenten van andere alifatische koolwaterstoffen (C1-C6). De stroom bevat geen verontreinigingen als kwik of zwavel.

De stroom wordt nu geleverd aan E.ON, die het inzet als brandstof. Neste is voornemens de stroom te gaan zuiveren en op de vloeibare propaan markt te brengen.

Voor de levering van propaan-reststromen denkt Neste primair aan liquefactie, gevolgd door opslag en transport per schip. Een alternatief is een dedicated pijpleiding van Neste naar Pernis. Transport per schip zou het voordeel hebben dat verschillende markten bediend kunnen worden.

Voor een eerste indicatieve berekening van kosten/baten zou ervan uitgegaan kunnen worden dat de propaaninhoud van de stroom een marktprijs heeft als van propaan. Neste benadrukt dat de stroom een extra toegevoegde waarde heeft vanwege het 'renewable' karakter; in het licht van CO₂-compensatie en biotickets vertegenwoordigt dit een extra toegevoegde waarde.

2.3 Raffinaderijen

De raffinaderijen (BP, KPE, Esso en Shell) hebben reststromen propaan in het stookgas. Naast propaan betreft dit ook ethaan en butaan. In de eerdere studie (CE Delft, 2012) is de omvang ingeschat op 260 kton propaan/jaar, op basis van indicatieve cijfers van propaangehaltes van ruwe aardolie.

Voor ethaan schat CE Delft de omvang in op totaal ca. 100 kton.

De raffinaderijen hebben mogelijkheden om propaanstromen af te zetten naar de LPG-markt.

Hogere koolwaterstoffen worden in de huidige situatie samen met aardgas gebruikt als brandstof voor fornuizen (stookgas). In de afgelopen jaren zijn de raffinaderijen veel bezig geweest met het afscheiden van hogere koolwaterstoffen uit het stookgas. Dit is met name afgezet naar de LPG-markt.



Uit de gesprekken met twee raffinaderijen volgt dat de situatie per raffinaderij verschilt. Een punt dat hierbij een rol speelt is dat ethaan en propaan een aanzienlijk hogere verbrandingswaarde kennen per volume-eenheid dan aardgas. Het kan daarom zijn dat fornuizen niet of niet gemakkelijk omgebouwd kunnen worden op 100% aardgasstook.

Voor raffinaderijen kan gelden dat afscheiding van stookgassen als additioneel voordeel kan hebben dat raffinaderijen flexibeler kunnen worden bedreven. Met name op warme dagen kan het zijn dat er meer stookgas geproduceerd wordt dan het eigen systeem aan kan; een mogelijke externe gebruiker kan hier een uitweg bieden. Ten aanzien van investeringen is van belang:

- Aanpassingen aan stookinstallaties. Deze moeten geschikt gemaakt worden voor meer inzet van aardgas, en minder stookgas. Het kan zijn dat extra leidingen en compressoren nodig zijn. Ook kan het nodig zijn dat branders worden aangepast.
- Plaatsing van pompen/compressoren voor transport van propaanhoudende reststromen.
- Investerings voor het afscheiden van de hogere koolwaterstoffen.

Al met al geldt dat de situatie per raffinaderij verschilt. De omvang van bottlenecks/extra kosten kan er toe leiden dat het niet interessant is. Daarbij geldt ook dat diverse raffinaderijen zich primair richten op afzet van propaan op de LPG-markt.



3 Naftakrakers en mogelijke inzet reststromen koolwaterstoffen

Reststromen propaan zouden ingezet kunnen worden bij nafta-krakers, bijvoorbeeld Dow Chemical in Terneuzen of Shell Chemie in Moerdijk. De algemene kenmerken voor verwerking in krakers behandelen we in dit hoofdstuk.

3.1 Kraakproces

Stoomkraakinstallaties (Figuur 3) zetten mengsels lichte en middelzware koolwaterstoffen om in olefinen (ethyleen, propyleen, butadieen, etc.) en aromaten (benzeen, toluen, etc.). De belangrijkste voedingsstroom van de Nederlandse naftakrakers is nafta, een product uit de olieraffinaderij. Er zijn in Nederland drie bedrijven met stoomkraakinstallaties: Dow in Terneuzen (3 krakers), Sabic in Geleen (2 krakers) en Shell in Moerdijk (1 kraker) (Figuur 4).

Een stoomkraker kan over het algemeen een relatief brede range voeding verwerken en bedrijven van stoomkrakers kijken daarom actief gekeken naar andere stromen dan nafta om de installatie te optimaliseren. Dit wordt in andere regio's al door de industrie gedaan. In Nederland is een aantal stoomkrakers aanwezig die hiervoor mogelijk ingezet kunnen worden. Dit wordt in met name in de VS al door de industrie gedaan. Door reststromen ethaan/propaan in te zetten, kan nafta worden uitgespaard. Dit kan in de keten een positief effect hebben op de broeikasgasemissies.

Figuur 3 Ethaankraker



Source: <http://allianceblog.org/category/ethane-cracker>.

Figuur 4 Locaties van stoomkrakers in Nederland. De krakers van Shell en Dow Terneuzen zijn meegenomen in deze studie. De rode prikkers staan voor de locaties van krakers, de blauwe en groene prikkers voor mogelijke leveranciers van ethaan/propaan



Shell Moerdijk

De kraker (MLO) heeft een capaciteit van 900 kton ethyleen per jaar. Deze breekt nafta, gasolie, hydrowax of lpg (totaal 3,3 miljoen ton voeding per jaar) afkomstig van de raffinaderij Shell Pernis af tot verbindingen met kleinere moleculen, zoals ethyleen, propyleen en butadiëen. De kraker in Moerdijk is via een stelsel van pijpleidingen geïntegreerd met het raffinaderij-complex van Shell in Pernis. Transport naar Shell Chemie zou kunnen plaatsvinden via een pijpleiding.

Dow Chemical

De kraakinstallaties van Dow Chemical in Terneuzen behoren tot de grootste in Europa. In de krakers worden tussenproducten als ethyleen, propyleen, butadiëen en benzeen vervaardigd. Deze dienen op hun beurt weer als basis voor de productie van onder andere polyethyleen, ethyleenglycol en polyurethaanschuim, epoxyharsen, polycarbonaat, latex, en polystyreen-hardschuim. De productiecapaciteit voor etheen, propeen en butadiëen ligt op respectievelijk 1.810, 850 en 170 kton/jaar, de totale productiecapaciteit voor polyethyleen ligt op ca. 1.500 kton/jaar. Naar Dow zou transport over het water plaatsvinden. Hierbij kunnen in theorie twee opties worden

onderscheiden: transport van ethaan en propaan, en transport van alleen propaan. Op deze mogelijkheden wordt verder in gegaan in Paragraaf 4.2.

Sabic

Sabic in Geleen is de derde plek waar kraakinstallaties in Nederland voorkomen. Sabic werken we in deze verkennende studie vooralsnog niet verder uit.

3.2 Eisen aan de zuiverheid reststromen

Het is geen probleem als in een reststroom naast propaan, ook ethaan of hogere koolwaterstoffen (butaan/C4) aanwezig zijn. Dit betekent dat stromen van verschillende bronnen en processen verwerkt zouden kunnen worden zonder dat deze eerst dienen te worden opgewerkt naar hoogwaardigere kwaliteit en/of zuiverheid.

Ethaan is voor krakers zelfs een zeer wenselijke component, omdat bij het kraakproces veel minder methaan wordt gevormd dan bij het kraken van propaan.

Bepaalde componenten zijn wel kritisch in het kraakproces. Dit zijn onder andere CO₂, CO, S en microverontreinigingen, zoals Hg.

Omdat reststromen minder zuiver hoeven te zijn zullen er waarschijnlijk minder of geen investeringen nodig zijn in zuiveringsinstallaties, en kunnen hogere bruikbare volumina beschikbaar zijn dan wanneer de zuiverheid van reststromen zeer hoog zou moeten zijn.

3.3 Eisen aan continuïteit levering reststromen

De beschikbare omvang van reststromen zou kunnen fluctueren.

Voor de LNG-terminal geldt dat te verwachten is dat 's zomers minder gas afgezet zal worden dan 's winters, en ook is een zekere fluctuatie tussen dag en nacht te voorzien. Voor inzet in krakers geldt grosso modo dat lange termijnvariatie (zomer/winter) geen probleem zal zijn. Variatie op inzet van type stroom op tijdschaal maandbasis is goed in te regelen.

Sterke variaties op de korte termijn kunnen lastiger zijn, maar kunnen tot op zekere hoogte ook 'gemanaged' worden.

Ten opzichte van andere routes om reststromen op te werken, zoals (propaan) dehydrogenatie (PDH), kent de route via het kraakproces een aantal voordelen:

- naftakraken is een robuust proces waarbij mengsels van reststromen als voedingsstof gebruikt kan worden; scheidingsstappen om zuivere reststromen te krijgen zijn niet nodig;
- het proces kan (voorspelbare) fluctuaties in de volumestroom naar verwachting goed opvangen.

Het proces is al op een grote schaal commercieel, daarbij zijn de investeringen om de reststromen te verwerken veel lager. De schaalgrootte is ook minder kritisch dan bij een opwerkingsroute zoals het PDH-proces (met een economy of scale van ca. 350 kton/jr).



3.4 Effecten op producten

Als reststromen lichtere koolwaterstoffen in een kraakinstallatie worden benut en daarmee nafta vervangen, dan heeft dit effect op de balans van producten die gemaakt worden. Tabel 1 geeft voor twee veelvoorkomende typen voedingsstroom een typerende productverdeling.

Tabel 1 Overzicht productenverdeling naar typische voedingsstof gebruikt in de stoomkraakinstallatie

Product:	Voedingsstof:	Nafta	Ethaan
Ethyleen		29-34%	80-84%
Propyleen		13-16%	1-2%
Butadieen		4-5%	1-2%
C5 en hoger, aromaten		19-30%	2-4%
Methaan en waterstof (restproducten)		14-16%	6-10%
Verliezen		1-2%	1-2%

Gebaseerd op Moulijn e.a., 2005, Ren, e.a., 2006.

Te zien is dat als een reststroom met relatief veel ethaan ingezet kan worden, zoals de stroom van Gate, dat de kraakinstallatie relatief meer ethyleen kan maken. Dit is een waardevol product. Daarnaast loopt de productie van butadieen, aromaten en C5+ terug. Deze producten hebben per kg een andere waarde dan ethyleen. De precieze effecten van het verschuiven in voedingsstoffen zijn complex, de bedrijven hebben hier uitgebreide softwaremodellen voor, deze zijn vertrouwelijk. Binnen de context van deze studie is de precieze verandering dan ook niet te bepalen. Hierbij geldt dat in Europa/Rotterdam relatief zwaardere voedingen gekraakt worden dan in andere regio's, zoals de VS. Daardoor kan het zijn dat hier juist lichtere voedingen interessant zijn.

Voor de berekening van de kosten/baten van de route en de effecten op keteneffecten en CO₂-emissies volstaan we daarom met de volgende werkaanname:

Inzet van 1 kg reststroom (ethaan + propaan) vervangt 1 kg nafta als voedingsstof van een kraakinstallatie.

De onderliggende veronderstelling is dat de economische waarde van de productenmix door de inzet van de reststromen niet verandert.

3.5 Impact op kraakinstallaties

De beschouwde kraakinstallaties zullen bij inzet van grote hoeveelheden ethaan/propaan aan lopen tegen beperkingen in de aanwezige capaciteit voor van de kraakinstallaties voor zuivering van lichte producten.

De achtergrond hiervan is dat bestaande kraakinstallaties zijn gebaseerd op inzet van nafta. Dit geldt zowel voor de kraakfornuizen zelf, als voor de destillatie-eenheden voor de zuivering van de productstromen. Met inzet van nafta ontstaan relatief veel zwaardere, en minder lichte producten.

Bij grootschalige inzet van een lichtere voedingsstroom, op basis van ethaan/propaan, zal dit verschuiven, naar meer lichte producten (etheen, propeen) en minder zware. De bestaande (cryogene) destillatie-eenheden voor lichte producten zijn echter niet gedimensioneerd op deze extra productie.



Een mogelijke oplossing zou zijn om de (cryogene) destillatie-capaciteit uit te breiden. Kosten hiervan zijn sterk afhankelijk van de specifieke configuratie van de naftakraker. Eerste ruwe indicaties geven aan dat kosten in de orde grootte van honderden miljoenen €'s kunnen liggen. Daarbij moet ook nog rekening gehouden worden met kosten voor tijdelijke buitengebruikstelling van de kraakinstallatie.

Een alternatief kan zijn om de inzet van lichte stromen te compenseren met minder inzet van zware stromen, zodanig dat de productie van lichte producten blijft binnen de daarvoor beschikbare capaciteit. Typisch is dan dat het ethaan/propaan mengsel nafta vervangt in een verhouding van 1 : 2,5. Dit leidt tot een lagere benuttingsgraad van de kraakinstallatie, en een netto lagere productiecapaciteit, maar zo kunnen méér investeringen worden voorkomen. Of dit een rendabele keuze is, hangt af van de specifieke markten voor de kraakproducten.

De mogelijkheden om stromen in te passen in bestaande installaties zullen groter zijn bij kleinere volumes, zoals de 50% casus vanuit Gate, als bij grotere volumes (zoals de 100% casus).





4 Logistiek

Dit hoofdstuk behandelt de logistieke mogelijkheden en kosten.

4.1 Locaties toeleveranciers en afnemers

Figuur 5 geeft de locaties van de belangrijkste potentiële leveranciers en afnemers van propaanhoudende reststromen. Transport naar Shell Moerdijk zou plaats kunnen vinden via een pijpleiding, naar Dow Chemical in Moerdijk is alleen transport via schip mogelijk.

Transport van Gate naar Shell Moerdijk zou in principe via pijpleiding plaats kunnen vinden. Een belangrijk voordeel van pijpleidingstransport is dat het de veiligste vorm van transport is en dat het, hoewel de investeringskosten aanzienlijk zijn, voor grote volumina de voordeligste vorm van transport is. Voor de berekening gaan we uit van transport in superkritische toestand. De dichtheid is hierbij vergelijkbaar met die van een vloeistof.

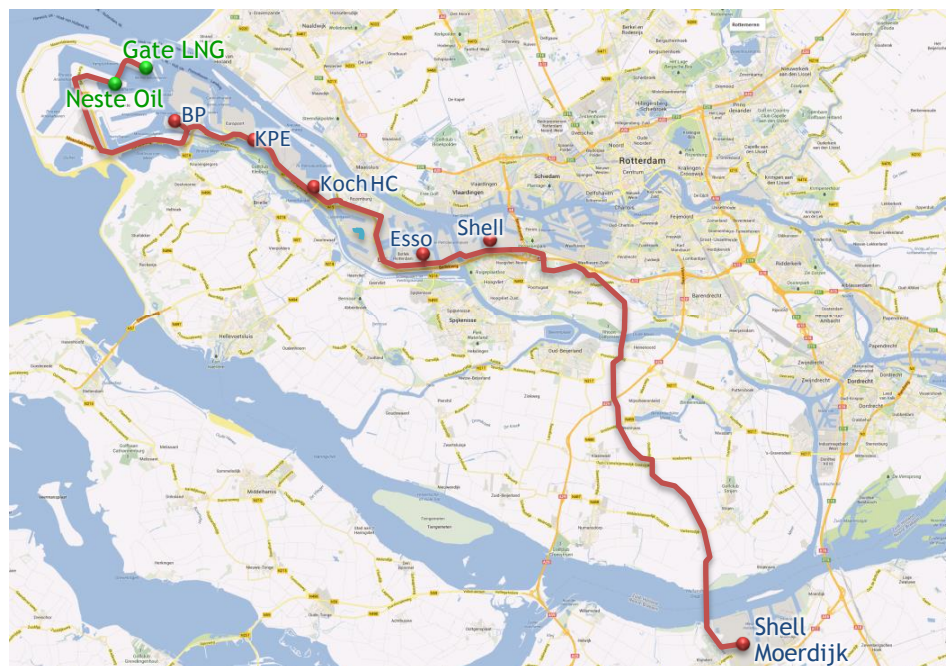
Tevens zijn de operationele kosten voor het transport beperkt, en kunnen diverse bedrijven langs de pijpleiding naar keuze ook aansluiten.

Het ligt voor de hand dat waar mogelijk gebruik gemaakt wordt van bestaande pijpleidinginfrastructuur. De Multicore pijpleiding is een voorziening die nog niet geheel vol is, deze biedt transportcapaciteit in buismaten tot 8". Multicore loopt nu vanaf Europoort tot aan Pernis. Vanaf Pernis volgt het tracé naar Moerdijk de buisleidingenstraat, hier is nog enige capaciteit in bestaande leidingen aanwezig.

Het tracé loopt vanaf Gate langs diverse andere potentiële leveranciers van propaanhoudende (of ethaanhoudende) reststromen, achtereenvolgens de BP-raffinaderij, de Kuwait Petroleum raffinaderij, de installaties van Koch HC Partnership (deze verwerkt reststromen hogere koolwaterstoffen uit aardgascondensaten; de Esso raffinaderij en de Shell raffinaderij. Figuur 5 geeft het totale voorgestelde tracé van de pijpleiding.



Figuur 5 Mogelijk tracé voor pijpleiding reststromen van de Gate-terminal en Neste naar Shell Moerdijk. In het tracé zijn ook andere potentiële leveranciers aangegeven: Koch en aardolie-raffinaderijen



Dit tracé zou uit ruwweg vier stukken bestaan:

Een nieuw aan te leggen pijpleiding van Gate naar Neste

Hier zou een pijpleiding gelegd moeten worden onder de Yangtse-haven door. Kosten voor het boren van een dergelijke pijpleiding zijn relatief hoog. Een eerste inschatting is ca. M€ 2/km. Uitgaande van 1-2 km hemelsbreed, volgt dan een investering in de orde van M€ 5-M€ 10.

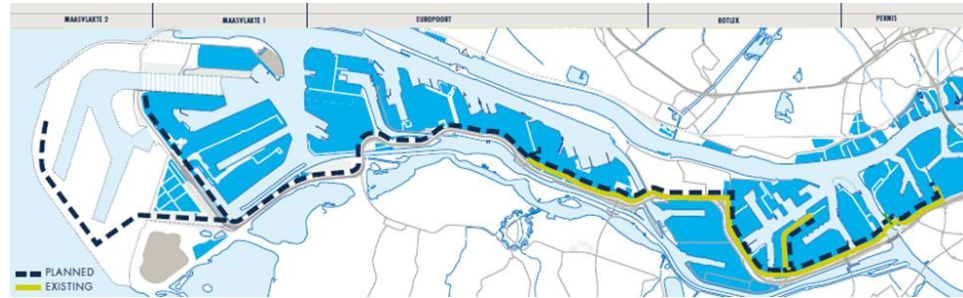
Een nieuw aan te leggen pijpleiding van Neste naar het aansluitpunt van Multicore pijpleiding in Europoort

Dit tracé bedraagt ongeveer 20 km. Dit tracé is vergelijkbaar met het tracé dat eerder is onderzocht voor transport van CO₂ van de Multicore leiding naar Air Liquide op de 2de Maasvlakte 2 (Groensmit, 2013). De investering hiervoor bedroeg M€ 21. Omdat dit qua transportcapaciteit redelijk vergelijkbaar was, kan dit als eerste indicatie aangehouden worden.

De Multicore pijpleiding tussen Europoort en Pernis

Deze pijpleiding is eigendom van Vopak en het Havenbedrijf Rotterdam en bestaat uit vier leidingen (2x 8"; 1x 6"; 1x 4") die door derden gehuurd kunnen worden. Figuur 6 geeft hiervan het tracé. Voor het gebruik van de leiding zal huur betaald moeten worden.

Figuur 6 Tracé Multicore pijpleiding, huidig en toekomstig gepland



Pijpleiding van Shell Pernis naar Shell Moerdijk

Tussen het complex in Pernis en dat in Moerdijk zijn veel pijpleidingen aanwezig. Het is echter nog onduidelijk in hoeverre geschikte (spare) pijpleidingen aanwezig zijn voor transport van propaanreststromen van Shell Pernis naar Shell Moerdijk. De afstand hiertussen bedraagt ca. 30 km. In geval additionele pijpleiding capaciteit aangelegd zou moeten worden liggen de kosten daarvan op ca. M€ 30.

In geval gebruik gemaakt zou kunnen worden van bestaande pijpleidingen tussen Shell Pernis en Shell Moerdijk, zouden de totale investeringskosten voor pijpleidingen uitkomen op ca. M€ 25-M€ 30.

In het geval dat wel additionele capaciteit aangelegd zou moeten worden tussen Pernis en Moerdijk komen de kosten in de orde van M€ 55-M€ 60.

Het Hollands Diep is de langste oversteek. We gaan ervan uit dat een eventuele nieuwe pijpleiding ingepast kan worden in het bestaande kunstwerk, welke al behoorlijk vol is (zie Figuur 7).

Figuur 7 Kunstwerk kruising Hollands Diep



Techniek, temperatuur en druk

Het totale tracé behelst zo'n 75 km. De drukval komt op circa 70-100 bar.

Er zal dus een compressiestap plaats moeten vinden gevolgd door regelmatig een boosterstation om de druk op het vereiste niveau te houden.

Een mogelijke lay-out is compressie van het propaan/ethaan mengsel in 3-4 trappen tot bijv. 100 bar noodzakelijk, waarna na 40 bar drukval een extra booster pomp de druk opnieuw op 100 bar brengt. Het volgende tekstkader gaat verder in op de temperatuur en druk.

De diameter van de leidingen kan mogelijk beperkt blijven tot 8" in het geval van een gemiddelde levering vanuit Gate.

Bij het transport per pijpleiding ligt het voor de hand om buffers op te nemen om fluctuaties in aanbod en afname op te vangen. De investeringskosten hiervoor zijn niet meegenomen in de kosten-batenberekening (Hoofdstuk 5).

Temperatuur en druk tijdens transport van mengsels reststromen

Transport is mogelijk in gasfase of in vloeistoffase. Wat het handigst is hangt af van de gekozen modus (per schip of pijpleiding), het te transporteren volume en de afstanden. Bij transport per schip is de vloeistoffase voor de hand liggend omdat het volume dan sterk verkleind kan worden. Dit geldt ook voor pijpleidingstransport bij grote volumes en afstanden, omdat transport in de gasfase meer energie kost en de leidingen anders te omvangrijk worden. De vloeistoffase kan bereikt worden door een compressie- en koelingstap. Propaan is reeds vloeibaar bij compressie tot 10 bar (300 K/27°C), ethaan moet bij die temperatuur tot 44 bar druk gecompriëerd worden. In het tussenliggende gebied (drukken tussen 10 en ca. 44 bar) zijn zowel de vloeistof als de gasfase aanwezig.

Een aandachtspunt bij compressie is dat ethaan boven de 49 bar (vanaf 305 K/32°C) in het superkritische gebied komt. In het superkritisch gebied spreekt men van de fluïde fase, de fysische parameters en transporteigenschappen houden het midden tussen die van een vloeistof of een gas (de dichtheid is hoog, maar de viscositeit is zoals die van een gas).

Rond het kritieke punt zorgen kleine veranderingen van druk en/of temperatuur voor grote veranderingen van dichtheid en volumes. Het kritieke punt voor ethaan is bij 49 bar en 32°C, voor propaan is dit 43 bar bij 97°C. Voor een mengsel van de twee stoffen ligt het kritiek punt er tussenin, als de verdeling van ethaan en propaan volgens Gate historisch (17 vol% propaan; 83 vol% ethaan) wordt aangehouden, dan is het kritieke punt circa 43°C, 48 bar. Boven deze temperatuur én druk zit men in het superkritische gebied.

Voor pijpleidingstransport kan men dus kiezen voor transport in superkritische toestand op bijvoorbeeld 100 bar druk. Na maximaal 50 bar drukval zal een boosterstap weer nodig zijn.

Operationele kosten

De voornaamste operationele kosten van pijpleidingstransport hebben te maken met het energiegebruik van compressoren en pompen, onderhoudskosten aan deze installaties, en inspectie en onderhoud aan de pijpleidingen zelf. Daarnaast zal, indien van toepassing, voor het Multicore segment een huur-bedrag betaald moeten worden.

- Voor het energiegebruik van de compressoren zijn kentallen van 535 MJe/t voor de fractie ethaan en 327 MJe/t voor de fractie propaan bepaald.
- Voor het energiegebruik van de pompen om de drukval als gevolg van frictieverliezen is gerekend met 0,345 MJe/tkm, uitgaande van een nieuwe buisleiding van 8". Hierbij zitten nog geen drukverschillen als gevolg van appendages, kleppen, etc.
- Multicore bevat een viertal buisleidingen, waardoor tijdens de aanleg een zekere economy of scale geldt. Het leasebedrag voor het Multicore segment is als volgt grof afgeschat (niet gecheckt bij het Havenbedrijf): op grond van aangenomen aanlegkosten van 0,75 mln €/km per buis en een tijdshorizon van 20 jaar voor de investeerder is een operational lease-bedrag van ± 0,1 mln €/km/jaar per buis te verwachten.
- Operationele kosten voor onderhoud aan compressorstations en pompen zijn geschat op jaarlijks 10% van de investeringssom.
- Operationele kosten voor onderhoud en inspectie van de pijpleiding zijn geschat op jaarlijks 2% van de investeringssom.



4.2 Transport per schip

Een andere optie is transport met tankers. De reststromen worden dan in vloeibare vorm vervoerd. LPG wordt mondiaal grootschalig via tankers getransporteerd. Transport van ethaan via gastankers is ook mogelijk, maar minder gebruikelijk. Het vergt diepgaande koeling (bij atmosferische druk ca. -100°C), dus net als bij LNG-transport zijn tankschepen nodig met geïsoleerde tanks.

Voor deze verkennende studie gaan we uit van transport van propaan-reststroom van Neste naar Dow. Kosten/baten hiervan zijn verder uitgewerkt in Hoofdstuk 5, impact op broeikasgasemissies in Hoofdstuk 6. Mogelijkheden zijn short sea en per binnenvaart, voor de kostenraming gaan we gezien de ligging aan zee van Neste en Dow uit van short sea. De afstand bedraagt dan ca. 90 km, en de vaartijd is ongeveer 7 uur.

Figuur 8 LPG-tankschip (Anthony Veder)



Voor deze optie geldt dat opslagcapaciteit nodig is bij leverancier en bij de afnemer. Ook zijn voorzieningen nodig op de kades. Dit zal het geval zijn bij alle potentiële leveranciers en afnemers.

De operationele kosten voor het transport van propaan per gastanker liggen, volgens gegevens van bedrijven, op ca. 12 €/ton.

Bij Neste zou de reststroom al in vloeibare vorm beschikbaar zijn. De kosten voor liquefactie en opslag van propaanreststromen worden door Neste geraamd op ca. 50 M€. Dit is gebaseerd op een omvang van 55 kton propaan/jaar.

Daarnaast zal ook opslagcapaciteit nodig zijn bij de krakers. Bij Dow is deze al aanwezig. Hiervoor zijn geen extra kosten meegenomen.



5 Indicatieve berekening kosten/baten

In dit hoofdstuk geven we een eerste indicatie van kosten en baten van toelevering van reststromen aan een stoomkraker. Hiervoor zijn meerdere varianten mogelijk. Binnen het bestek van deze verkennende studie hebben we twee routes uitgewerkt:

1. Transport van de stroom ethaan en propaan van de Gate LNG-terminal naar Shell Moerdijk, via een pijpleiding.
2. Transport van de stroom propaan van Neste naar Dow Chemical via een gastanker.

In de berekening geven we een indicatie van:

- de benodigde investeringen;
- de waarde van de reststromen als grondstof voor krakers;
- de additionele kosten van inzet van aardgas als vervanging van de reststromen.

Op basis van het verschil tussen kosten en baten is een eerste indicatie gemaakt van de terugverdientijd. De eenvoudige terugverdientijd berekenen we met de formule:

$$\text{eenvoudige terugverdientijd} = \frac{\text{investeringskosten}}{\text{jaarlijkse opbrengsten} - \text{jaarlijkse kosten}}$$

In de indicatieve berekening van de kosten en baten gaan we niet specifiek in op de uitkoppelkosten van de reststromen van andere leveranciers, waaronder de raffinaderijen en Koch. De berekening geeft wel een houvast of het aansluiten van de andere partijen financieel rendabel zal zijn.

5.1 Stromen

Gate LNG-terminal (Case A)

Gate kan in potentie zeer aanzienlijke stromen leveren. Een belangrijk deel van de feedstock van krakers zou kunnen worden omgeschakeld. De mogelijke hoeveelheden zijn wel onzeker, want deze hangen sterk af van de ontwikkelingen op de markten voor levering van aardgas en transport-brandstoffen.

In de berekening gaan we uit van de hoeveelheden die vrij kunnen gaan komen bij de scenario's waarbij de terminal op een vrij hoge capaciteit draait. We nemen daarbij de stromen mee van ethaan en propaan. Er is ook nog een stroom butaan, deze is echter aanzienlijk kleiner dan die van propaan, en is daarom in de berekening niet meegenomen.

Tabel 2 geeft een overzicht van de reststromen koolwaterstoffen die in de berekening zijn meegenomen.



Tabel 2 Omvang stromen propaan en ethaan in kton/jr, meegenomen in de kostenberekening. De hoeveelheden voor de Gate-terminal zijn gebaseerd op Paragraaf 2.1

Gate LNG-terminal		
	Scenario volledige capaciteit	Scenario 50% capaciteit
Propaan	204	102
Ethaan	696	348

In dit geval worden side streams via een leiding van de Gate-terminal getransporteerd naar Shell in Moerdijk. Transport kan plaatsvinden in gas- of vloeistoffase. Voor de berekeningen is uitgegaan van de vloeistoffase. In dat geval kan mogelijk gebruik gemaakt worden van bestaande leidingen tussen Europoort en Pernis (de Multicore pijplijn), en Pernis-Moerdijk (Shell). Via de pijpleiding kunnen zowel ethaan als propaan worden vervoerd. Deze optie vergt investeringen voor extractie van de stromen bij de LNG-terminal, aanleg van pijpleidingcapaciteit, pompen en compressoren, en voorzieningen bij de kraker. De totale investering wordt geraamd op M€ 250. Daarnaast zijn er kosten voor uitbouw van destillatie-capaciteit of het opvangen van beperkingen in capaciteit door verlaagde inzet van nafta. Deze zijn niet gekwantificeerd. Ter vervanging van de C2/C3 in de productstroom van de LNG-terminal, wordt op de terminal extra LNG ingezet. Hiervoor is een prijs aangehouden van 7,5 €/GJ.

Neste Biodiesel (Case B)

Bij Neste komt een stroom vrij van 55 kton propaan per jaar. We gaan ervan uit dat deze stroom door liquefactie en zuivering vrij gemaakt wordt van resten waterstof, CO en CO₂.

In dit geval wordt de side stream van 55 kton/jaar per gastanker getransporteerd naar de naftakraker van Dow in Terneuzen. Bij de biodiesel-fabriek zijn investeringen in de orde van M€ 40-50 nodig om de stroom te zuiveren en vloeibaar te maken. Bij de naftakraker zijn weinig investeringen nodig, omdat hier gebruik gemaakt kan worden van bestaande opslagcapaciteit voor LPG.

Ter vervanging van de huidige inzet van de C3 stroom als brandstof voor E.On wordt gas ingezet. Hiervoor is een prijs aangehouden van 7,5 €/GJ.

5.2 Prijsniveaus

5.2.1 Waarde als krakervoeding

Bij inzet in krakers vertegenwoordigen de reststromen een waarde als feedstock. In de huidige lay-out van de krakers wordt vooral nafta als voeding gebruikt, dit wordt in dit concept deels vervangen door propaan en ethaan. Voor de kosten/baten moeten we een prijs hanteren die relevant is voor de waarde van de uitgespaarde nafta en ook van toepassing is op het (samen-gestelde restproduct) dat gebruikt wordt.

De prijsontwikkeling van Rotterdamse nafta sinds 1996 is in onderstaande figuur weergegeven (N.B. de figuur laat ook ethaan in Mont Belvieu, Texas zien maar deze gebruiken we niet). De gemiddelde 5-jaars naftaprijs is ongeveer 700 \$/t, circa 525 €/t.

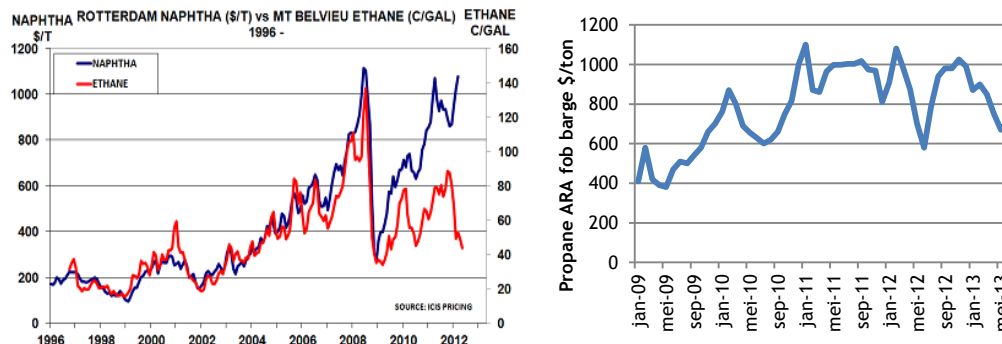
Propaanprijzen zijn van de laatste 5 jaar ook weergegeven in onderstaande figuur, rechter grafiek. Voor de berekening gaan we uit van een prijs van 780 \$/t, het gemiddelde van de aangegeven periode. Dit is ca. 590 €/t.



Gegeven deze prijsniveaus en ontwikkelingen rekenen we de business case door met 525 €/t als waarde van de reststromen c.q. de te vervangen nafta. Dit bedrag is een wat conservatievere keuze, de business case verbetert als met een hogere prijs gerekend wordt (bijv. 590 €/ton), maar we willen niet een te optimistisch gemiddelde nemen.

Voor de case van propaan afscheiden bij Neste wordt wel met 590 €/t gerekend omdat het hier om een pure en gezuiverde propaanstroom gaat.

Figuur 9 Prijsontwikkeling nafta Rotterdam (Bron: ICIS) en propaan ARA (Antwerpen Rotterdam Amsterdam, free on board, bron: Argus)



5.2.2 Extra inkoop LNG/aardgas

Als vervanging voor de energie-inhoud van de propaanhoudende reststromen gaan we uit van inzet van aardgas. De gemiddelde prijs in de periode 2007 Q3 - 2012 Q1 komt op 6,7 €/GJ. Echter omdat het bij de case om LNG gaat zullen we iets conservatiever rekenen en de huidige aanlandingsprijs van LNG als benchmark, die is nu ca. 7,5 €/GJ.

5.2.3 Elektriciteitsprijzen

We rekenen met elektriciteitsprijzen van 60 €/MWh, een redelijk conservatief gekozen langetermijngemiddelde.

5.2.4 Uitgespaarde CO₂-emissierechten EU ETS

De concepten leiden tot minder CO₂-emissies bij de huidige gebruikers van de reststromen. Zij gaan immers een schonere brandstof (aardgas) met een lagere CO₂-emissie/GJ inzetten als vervanging van de huidige propaanhoudende reststromen. In sommige gevallen kan dit leiden tot financiële voordelen omdat EU ETS-emissierechten kunnen worden verkocht.

- Voor de afzet van LNG-transportbrandstoffen bij Gate geldt dat deze buiten het EU ETS vallen, als zodanig levert inzet van aardgas als vervanging van de propaan/ethaan geen ETS-voordeel op.
- Voor de reststromen van Neste geldt dat deze nu worden afgezet bij E.On, voor productie van elektriciteit. E.On zal door de inzet van aardgas relatief minder CO₂-emissierechten hoeven te betalen. De CO₂-reductie ligt op 22,5 kton/jaar, bij de huidige prijs van emissierechten van € 4 per ton (Emissierechten, 2013) resulteert dit in een verminderde kosten van k€ 90/jaar. Als de prijs van emissierechten gaat stijgen neemt dit financiële voordeel toe.



5.3 Kosten-baten casus A: Gate -> Shell Moerdijk, via pijpleiding

In deze case worden stromen propaan en ethaan bij Gate afgevangen en via een pijpleiding vervoerd naar Shell Moerdijk. We hebben hiervoor voor twee varianten investeringen en operationele kosten/baten in kaart gebracht

1. Grote doorzet van de LNG-terminal (10,4 miljard m³ LNG per jaar; 900 kt/jaar aan ethaan en propaan).
2. 50% van deze doorzet: 5,2 miljard m³ LNG per jaar; 450 kt/jaar aan ethaan en propaan.

Uit de gesprekken en/of beschikbare literatuur zijn indicatieve kostenramingen beschikbaar voor de volgende kostenposten:

- extractie-eenheid bij de LNG-terminal;
- pijpleiding en compressorstations;
- investeringen voor inbrengen voeding in kraakinstallaties.

Er zijn echter geen ramingen beschikbaar voor de kosten die gemoeid zijn met het compenseren van beperkingen in destillatiecapaciteit voor lichte producten. Zoals eerder aangegeven zijn die sterk afhankelijk van de specifieke situatie van de beschouwde naftakraker (in dit geval van Shell in Moerdijk). Het gaat dan om de huidige beschikbare productiecapaciteit, benodigde extra capaciteit, leeftijd van installaties, mogelijkheden voor aanpassing bestaande installaties, beschikbare ruimte op de locatie van de fabriek, etc. Deze ramingen vallen buiten het bestek van deze verkennende studie. Tevens geldt dat er ook alternatieve opties zijn, door verschuivingen in inzet van voeding, naar relatief minder inzet van nafta, waar weer andere kosten mee zijn gemoeid. Uit de gesprekken blijkt dat voor dit punt met substantiële kosten rekening gehouden moet worden.

Variant 1: Grote doorzet van de terminal

De investeringen in deze casus komen neer op:

Tabel 3 Investeringskosten (exclusief aanpassingen in destillatie-capaciteit)

			Bedrag (mln €)
Investment for extraction unit, etc. at LNG regasifier Case A			115 ⁴
Compressor stations for pipeline transport			26
Installations at steam cracker			50
Increased distillation capacity for light products			
Buffer stations not included			
			km
Pipeline	Gate -> Neste	5	10
	Neste -> Multicore Europoort	23	23
	Multicore Europoort -> Pernis	20	P.M. : lease
	Pernis -> Moerdijk	30	30
	<i>Total for pipeline</i>	78	63
Total investments			253

⁴ Dit is het gemiddelde van de ramingen van Gate (78 M€) en van Dow (indicatie 150 M€). Bij de laatste raming is onduidelijk in hoeverre hierin de investeringen voor andere installaties (opslagtanks, scheiding tussen C2 en C3, e.d.) zijn meegenomen.



Operationele kosten staan in Tabel 4. Ook hiervoor geldt dat hierin kosten voor het opvangen van beperkingen in destillatiecapaciteit niet zijn meegenomen:

Tabel 4 Operationele kosten (exclusief kosten voor compensatie van destillatiecapaciteit)

		mln €/j
Extra inkoop LNG t.b.v. eigenaren moleculen	46 mln GJ/j	347
Lease Multicore Europoort -> Pernis	20 km	2,0
Annual opex for maintenance pipelines, etc.	2%	1,3
Electricity compressors and pumps	132 GWh/j	8,0
Opex compressors	10%	2,6
Annual opex for maintenance other installation parts, etc.	7%	13,3
Total opex		374
Opex/ton	416 €/ton	

Als de kosten voor het opvangen van beperkingen in destillatie-capaciteit niet worden meegenomen, liggen de jaarlijkse operationele kosten met 416 €/ton, beduidend lager dan de referentieprij voor de krakervoeding, 525 €/ton. Dit resulteert in een jaarlijkse positieve cashflow van 98 M€, en een eenvoudige terugverdientijd van 2,6 jaar.

Als de kosten voor het opvangen van beperkingen in bestaande destillatie-capaciteit voor lichte producten worden meegenomen, zal het plaatje aanzienlijk minder gunstig worden. Investerings in uitbouw van destillatie-capaciteit liggen naar verwachting in de orde van honderden miljoenen €'s, en ook het alternatief (minder inzet van nafta) kent waarschijnlijk ook kostbare afschrijvingen op bestaande installaties. Medeneming van deze kosten zal er toe leiden dat de terugverdientijd substantieel hoger wordt.

Bij de berekeningen moet verder rekening gehouden worden met het gegeven dat gegeven kostenramingen indicaties betreffen. Alle posten bevatten een aanzienlijke onzekerheidsmarge, in de orde van 30-50%. De resultaten worden ook zeer sterk beïnvloed door de gehanteerde referentieprij van de feedstock (nafta, c.q. ethaan/propaanmengsel).

Bij een hogere referentieprij, zoals bijvoorbeeld de gemiddelde propaanprijs van 590 €/t, komt de IRR aanzienlijk gunstiger uit, en bij een lagere prijs minder gunstig.

Variant II. 50% operatie van terminal

Bij levering van 50% van de maximale capaciteit worden de investeringen in procesinstallaties lager, maar blijven die voor pijpleidinginfrastructuur ongeveer gelijk. We ramen de totale investering op M€ 181, en de jaarlijkse operationele kosten komen uit op M€ 191. Dit is exclusief investeringen en/of operationele kosten voor het opvangen van beperkingen in beschikbare destillatiecapaciteit. Zonder deze kosten komen de operationele kosten op 423 euro/ton. Dit leidt tot een eenvoudige terugverdientijd van 4,0 jaar.

Ook hier geldt dat als kosten voor beperkingen van destillatiecapaciteit worden meegenomen, de terugverdientijd substantieel hoger kan zijn. Wel zal gelden dat een kleinere stroom beter inpasbaar zal zijn als een grote stroom.



5.4 Kosten-baten casus B: propaan Neste naar Dow via gastanker

De investeringen bij de site van Neste worden voor de casus gastanker geschat op 50 mln €. Dit zijn ook alle investeringskosten begroot in deze casus. De operationele kosten staan in Tabel 5.

Tabel 5 Operationele kosten casus gastanker

			mln €/j
Extra natural gas purchases	2,8	mln GJ/j	20
Transport costs	12	€/t	0,7
Compression and cooling			0,5
Annual opex for maintenance other installation parts, etc.	7%		3,5
ETS credits			-0,1
Total opex			24,5
Opex per ton	447	€/t	

De jaarlijkse operationele kosten bedragen in deze casus 446 €/ton. Dit is lager dan de referentieprijs voor propaanprijs van ca. 590 €/ton.

Als de investeringskosten tegen een levensduur van 20 jaar en een ROI van 11% toegevoegd worden aan de operationele kosten, dan geeft dit een jaarlijkse post van 6,3 mln €. De kostprijs van de geleverde propaan bij de kraker komt dan op 560 €/ton. Dit is niet meer lager dan de prijs van nafta, maar nog wel lager dan de marktprijs van zuiver propaan.

De jaarlijkse positieve cashflow bedraagt 7,9 mln € als men uit gaat van de propaanprijs als referentie. De interne rate of return (IRR) op de investering over 20 jaar komt hiermee op 15%, winstgevend, maar beduidend minder dan de casus van de pijpleiding (waar weliswaar onzekerheid zit over de aanpassingskosten van de destillatiecapaciteit).

De simpele terugverdiëntijd van deze casus bedraagt 6,3 jaar.

Ook hier geldt dat de berekeningen indicatief zijn, met voor alle posten een onzekerheidsmarge in de orde van 30-50%.

Verder geldt ook hier dat het resultaat vooral sterk beïnvloed wordt door de gehanteerde prijs voor de C3. Bij een prijs van € 525/ton, komt de terugverdiëntijd op 11,5 jaar uit en daalt de interne rente tot 6%.



6 Indicatieve berekening effect op CO₂-emissies in keten

Inzet van ethaan/propaanhoudende reststromen als voeding voor naftakrakers in plaats van als brandstof leidt tot lagere emissies van broeikasgassen. In dit hoofdstuk brengen we de effecten indicatief in beeld. We focussen op Case A, reststromen van Gate naar Moerdijk.

6.1 Case A: ethaan en propaan uit LNG, inzet in Moerdijk

6.1.1 Emissies broeikasgassen in de keten

Bij benutting van de reststromen ethaan/propaan in krakers hoeft minder nafta als grondstof te worden ingezet. In de productieketen van nafta worden hierdoor broeikasgasemissies van de winning van ruwe aardolie en de CO₂-emissies van de raffinage stap uitgespaard. Daarnaast levert de stook van propaan en ethaan CO₂-emissies op die per eenheid verbrandingswarmte hoger zijn dan de emissies van de stook van aardgas. Er wordt wel extra aardgas gebruikt als stromen ethaan/propaan niet meer verbrand worden. De CO₂-emissies van de winning van aardgas zijn doorgaans lager dan die van aardoliewinning, alleen in de bestudeerde variant gaat het om vloeibaar aardgas, de liquefactiestap vraagt energie en levert CO₂-emissies op, dit is een belangrijk effect. Als de optelsom gemaakt wordt kent de bestudeerde variant echter per saldo lagere CO₂-emissies dan de huidige situatie.

Tabel 6 geeft een overzicht van de belangrijkste ketenstappen in de bestudeerde variant (met inzet van reststromen als voeding voor kraker) en de 'huidige' situatie (met inzet van reststromen als brandstof). De rode kaders geven de ketenstappen weer waar verwacht wordt dat emissies sterk verschillen tussen de bestudeerde variant en de huidige situatie, dit zijn de ketenstappen die beschouwd zijn in de analyse van CO₂-emissies.

Tabel 6 Relevante ketenstappen waar verschillen in broeikasgasemissies zijn te verwachten bij inzet van ethaan/propaanhoudende reststromen

Ketenstap	Inzet reststromen als krakervoeding ('onderzoek')	Inzet als brandstof ('huidige situatie')
Primaire winning ↓	Broeikasgasemissies bij winning aardgas en liquefactie tot LNG	Broeikasgasemissies bij winning ruwe aardolie
Transport ↓	Transport van LNG naar Rotterdam	Transport van aardolie naar Rotterdam
Raffinage ↓	N.v.t.	CO ₂ -emissies raffinaderij bij productie nafta uit aardolie,
Brandstof ↓	CO ₂ -emissies bij verbranding aardgas	CO ₂ -emissies bij verbranding reststromen
Transport ↓	CO ₂ -emissies transport reststromen naar kraker	CO ₂ -emissies transport nafta transport naar kraker
Naftakraker	CO ₂ -emissies naftakraker bij productie uit reststromen	CO ₂ -emissies naftakraker bij productie uit nafta

6.1.2 Kwantitatieve berekening

We rekenen de CO₂-emissies uit voor de case van 900 kt/jaar aan propaan/ethaan reststromen die ingezet worden in de naftakrakers. Voor de berekening gaan we uit van 100% conversie en stoichiometrische verhoudingen, zie de werkaanname in Paragraaf 3.4. Met 100% conversie wordt er 845 kt etheen en propeen gevormd en er wordt 922 kt/j nafta uitgespaard⁵.

Voor de keteneffecten gaan we uit van informatie over productieketens uit de WTW studie van JRC/CONCAWE/EUCAR⁶, aangevuld met milieu-informatie uit de Ecoinvent v.2.3 database (2012). Deze gegevens komen goed overeen met elkaar.

Resultaten per ketenstap

De CO₂-effecten per ketenstap kunnen als volgt worden gekwantificeerd:

- **Productieketen aardolie:** de CO₂-emissies van de winning van aardolie hangen in de praktijk af van de soort ruwe olie, de winningsmethode, transportafstanden, plaatselijke milieuregels enzovoorts. Volgens JRC e.a. bedragen de CO₂-emissies van de winningsstap typisch 5,1 g CO₂/MJ ofwel 0,22 kg CO₂/kg nafta. De informatie in Ecoinvent komt op 0,25 kg CO₂-equivalent per kg nafta. We zullen het getal van JRC e.a. aanhouden. Dit geeft voor de volledige case uitgespaarde CO₂-emissies van 0,21 Mt CO₂ voor de vermeden productie van aardolie.
- **Raffinage emissies:** Voor nafta gaat JRC e.a. uit van 4,4 g CO₂/MJ. Voor de volledige case, 922 kt/j aan uitgespaarde nafta, bedragen de vermeden emissies die met de raffinage samenhangen (inclusief gebruik elektriciteit en inzet raffinaderijgas) op 0,18 Mt CO₂.
- **Aardgas/LNG-productieketen:** JRC e.a. gaat uit van typische waarden van 3,5 g CO₂ per MJ voor de extractie en processing van aardgas, aangevuld met 5,8 g/MJ voor de liquefactie. In totaal komt dit op 9,3 g CO₂/MJ. We gaan uit van LNG omdat bij de Gate terminal de bulk van de reststromen wordt afgescheiden, en de eigenaren van de moleculen gecompenseerd moeten worden met extra in te voeren LNG op basis van de energie-inhoud: 0,96 miljard Nm³ per jaar voor de volledige case. De CO₂-emissies die met de productie en liquefactie samenhangen komen hiermee op 0,16 Mt CO₂ voor de productie en 0,27 Mt CO₂ voor de liquefactie, totaal 0,43 Mt CO₂-equivalent per jaar.
- **Verschil in emissies bij verbranding:** 900 kt ethaan en propaan verbranden geeft in totaal 2,65 Mt CO₂-emissies. Dezelfde energetische waarde aan aardgas verbranden levert 2,53 Mt aan CO₂-emissies. Het verschil tussen deze emissies is 0,12 Mt CO₂-eq.

⁵ Voor de C:H ratio van nafta is 5,5 aangehouden voor deze berekening.

⁶ JRC, e.a. 2011. Joint Research Centre, EUCAR, CONCAWE. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Version 3c. WTT APPENDIX 2 - Description and detailed energy and GHG balance of individual pathways. Report EUR 24952 EN - 2011.



Tabel 7 Resultaten per ketenstap

Ketenstap	Inzet reststromen als krakervoeding ('onderzoek')	Inzet als brandstof ('huidige situatie')
<i>Primaire winning</i>	Winning, liquefactie: 0,43 Mt CO ₂	Winning aardolie: 0,21 Mt CO ₂
<i>Raffinage</i>	N.v.t.	Raffinage: 0,18 Mt CO ₂
<i>Brandstof</i>	CO ₂ -emissies bij verbranding aardgas: 2,53 Mt CO ₂ /j	CO ₂ -emissies bij verbranding ethaan + propaan: 2,66 Mt CO ₂ /j
<i>Totaal</i>	2,96 Mt CO ₂ /j	3,05 Mt CO ₂ /j

De totale impact komt op een CO₂-besparing van 80 kiloton CO₂-eq.
De belangrijkste winst komt door het verschil aan emissies bij verbranding.

Indien geen LNG wordt aangehouden maar gewoon aardgas als brandstof die in plaats van de reststromen wordt verstookt, dan komt de besparing gunstiger uit, dan kan de liquefactie energie (0,27 Mt CO₂) uitgespaard worden, de totale winst is dan een CO₂-besparing van 0,35 Mt CO₂.

6.2 Side streams van Neste en raffinaderijen

De benutting van de side streams van Neste (55 kton C3) en de raffinaderijen (geraamd op 130 kton C3 en 50 kton C2), levert relatief meer CO₂-reductie in de keten op, omdat aardgas als vervanging voor de stromen C2/C3 zou worden ingezet. In een maximum-scenario, waarbij alle geïdentificeerde reststromen C2/C3 als voeding voor kraakinstallaties zouden worden ingezet, volgt een besparing van 170 kiloton CO₂-eq.





7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Conclusies

Op basis van het uitgevoerde onderzoek kunnen de onderstaande conclusies getrokken worden.

Inzet van stromen lijkt een realistische optie

Inzet van reststromen ethaan/propaan in stoomkrakers is een realistische optie. De beide componenten vormen in beginsel waardevolle voeding voor stoomkrakers. Technisch gezien zijn er mogelijkheden voor afscheiding van de betreffende stromen en voor inzet van de stromen in stoomkrakers.

Potentiele omvang is > 500 kton/jaar

Bij industriële bedrijven in Rotterdam zouden de volgende stromen mogelijk afgescheiden kunnen worden:

Tabel 8 Potentiële stromen propaan en ethaan bij industriële processen in de Rotterdamse industrie (kton/jaar)

		Stroom propaan (kton/jaar)	Stroom ethaan (kton/jaar)
Gate LNG-terminal	100% scenario	200	700
	50% scenario	100	350
Neste Biodiesel		55	-
Raffinaderijen (Shell, Esso, BP, KPE)		130	50
Koch		10	P.M.
Totaal:		290 -390	400-750

De belangrijkste potentiële bron is de Gate LNG-terminal. De hier vrijkomende hoeveelheden hangen af van de afzet van gas uit deze terminal. In een maximaal scenario (terminal draait op een capaciteit van 10,3 miljard m³/jaar), ligt dit in de orde van 900 kton/jaar, bij een 50% scenario op de helft hiervan. Onder de huidige marktcondities draait de terminal op een lager niveau.

Inzet in stoomkraakinstallaties (naftakrakers)

Geografisch ligt inzet van de stromen in de naftakrakers van Shell in Moerdijk en Dow in Terneuzen het meest voor de hand. Naar Shell in Moerdijk zou daarbij gedacht kunnen worden aan transport via een pijpleiding. Naar Dow in Terneuzen aan transport via gastankers.

De productieprocessen in stoomkrakers zijn relatief 'robuust'. Stoomkrakers zijn in staat om variaties in omvang en samenstelling van stromen op te vangen. Tijdelijke fluctuaties zoals die te verwachten zijn bij een LNG-terminal (in de winter meer afzet van gas dan in de zomer, en fluctuaties tussen dag en nacht) zijn in beginsel te accommoderen.

Ook hoeft de samenstelling niet constant te zijn, en mogen tot op zekere hoogte bepaalde verontreinigingen aanwezig zijn. CO is wel een kritische factor.



Meerdere mogelijkheden voor het transport en inzet

Er zijn verschillende configuraties denkbaar voor transport van reststromen/ zijstromen van de verschillende bedrijven naar de twee potentiële afnemers. In deze verkennende studie zijn twee routes in meer detail bekeken:

- Case A. Inzet van C2 en C3 side streams van de Gate LNG-terminal bij de naftakraker van Shell in Moerdijk. Transport vindt hierbij plaats via een pijpleiding. De producten worden in vloeibare vorm getransporteerd. Voor deze variant zijn twee scenario's van doorzet doorgerekend.
- Case B. Inzet van de C3 side stream van Neste Biodiesel bij de naftakraker van Dow in Terneuzen. Transport vindt plaats via gastankers.

In Case A zou het tracé van een pijpleiding vermoedelijk komen te liggen langs andere potentiële leveranciers van ethaan en propaan reststromen: Neste, BP, Koch en Esso. Dit zou kansen bieden voor andere bedrijven om tegen beperkte kosten aan te sluiten.

Kosten/baten

Voor beide cases (A en B) zijn kosten en baten door gerekend. Een kritieke factor is hierbij de prijs van de vervangen krakervoeding, c.q. de in te zetten reststroom. Voor ethaan/propaanmengsels afkomstig van Gate is uitgegaan van gemiddelde prijs van nafta in de laatste 5 jaar, 525 €/ton. Voor het zuivere propaan dat geleverd wordt door Neste is de propaanprijs een zuiverdere benchmark, deze is gemiddeld over de laatste 5 jaar 590 €/ton.

- In het geval van Case A liggen de investeringskosten op € 181-253 miljoen afhankelijk van de geraamde capaciteit, en hierbij geldt dat kosten voor de aanpassingen bij de destillatiecapaciteit van krakers niet zijn meegenomen. Exclusief deze kosten bedraagt de terugverdientijd 2,6-4 jaar.
- In geval van Case B liggen de investeringen op M€ 50, en de jaarlijkse operationele kosten op 25 M€/jaar, waarvan 20 M€/jaar voor de extra aankoop van gas. De economie is in dit geval minder gunstig dan in Case A, met een terugverdientijd van 6 jaar, en een IRR van 15%.

Case A scoort gunstiger dan Case B, vanwege de veel grotere stromen krakervoeding (900 vs. 55 kton/jaar), waardoor investeringen veel eerder worden terugverdiend.

Besparing op CO₂-emissies

De inzet van de reststromen als voeding voor de kraker draagt bij aan een vermindering van de CO₂-emissies. Deels komt dit doordat de lagere CO₂-emissies van den vervangende brandstof (methaan) in vergelijking tot propaan en ethaan.

- Voor Case A is dit met een indicatieve LCA berekend, op basis hiervan komt de CO₂-besparing op 80 kiloton CO₂-equivalent per jaar, voornamelijk dankzij het verschil aan emissies bij verbranding, conservatief becijferd.
- Als dit becijferd wordt met gewoon aardgas als vervangen brandstof i.p.v. LNG dan is de besparing 350 kt CO₂-eq. per jaar. Dit geeft aan dat de CO₂-footprint van de additionele brandstofinzet relevant is voor het beoordelen van de besparing aan CO₂-emissies. Dit speelt bijvoorbeeld bij het aftappen van reststromen van raffinaderijen, waar de additionele brandstofinzet geen LNG maar aardgas zal zijn.
- Voor de case van de inzet van reststromen van Neste en van de raffinaderijen (in totaal 50 kton C2 en 185 kton C3) bedraagt de maximale CO₂-reductie 170 kton CO₂-eq. per jaar.



Overall geldt dat de inzet van de side streams in de stoomkrakers resulteert in een aanzienlijke reductie van broeikasgasemissies. Hierdoor kan het concept substantieel bijdragen aan realisatie van klimaat-doelstellingen uit de Routekaart Chemie en het RCI.

7.2 Aanbevelingen

1. Nader uitwerken van kosten/baten voor leveren van ethaan en propaan via een pijpleiding van Gate naar Shell

In deze kostenraming ontbreken de kosten om de beperkingen in de bestaande destillatie-capaciteit voor lichte producten op te heffen. Dit is naar verwachting een zeer substantiële kostenpost. Het is zaak dat deze meer specifiek in kaart wordt gebracht. Daarnaast zijn ook andere kostenposten, zoals die voor de extractie van ethaan/propaan uit LNG, indicatief. Het verdient aanbeveling om de kosten baten gedetailleerder en grondiger door te rekenen. Daarmee kan dan worden vastgesteld of het daadwerkelijk een commercieel interessant concept kan zijn.

2. Uitwerken optie van levering propaan van Gate aan Dow

In het rapport zijn twee casussen doorgelicht (Gate => Shell en Neste => Dow). Een derde andere optie is nog levering van propaan van Gate naar Dow. Dit sluit goed aan bij bestaande voorzieningen bij de kraakinstallatie van Dow. Het verdient aanbeveling om de kosten/baten van deze route ook in kaart te brengen.

3. Uitwerken opties om 'hernieuwbare' karakter van reststroom Neste te verwaarden

Bij de optie van levering propaan van Neste aan Dow, speelt dat deze afkomstig kan zijn van 'hernieuwbare' bronnen. Een vraag is of dit bij toepassing als feedstock in krakers te verwaarden is.

4. Verkennen beschikbaarheid van andere bronnen van ethaan en propaan

In deze studie is gekeken naar de beschikbaarheid van ethaan en propaan bij Gate en Neste, en een tweetal raffinaderijen. Andere potentiële bronnen zijn Koch (Europoort) en de nieuwvestiging van Oranje Nassau Energie (Maasvlakte). Het zou zinvol zijn om ook voor deze bedrijven in kaart te brengen in hoeverre zij stromen af zouden kunnen koppelen, en in hoeverre dat economisch interessant kan zijn. Bundeling van verschillende stromen zou bijdragen aan verhoging van stromen en meer efficiency in opslag en transport. Dit zou kunnen leiden tot het verlagen van kosten, en de economie, en daarmee de economische kansen vergroten.





Literatuur

Cambridge Systematics et.al., 1995

Characteristics and Changes in Freight Transportation Demand : A Guidebook for Planners and Policy Analysts

Washington D.C. : Cambridge Systematics Inc., 1995

Online beschikbaar: <http://ntl.bts.gov/lib/4000/4300/4318/ccf.html>

CE Delft, 2003

H.P. (Huib) van Essen, H.J. (Harry) Croezen, J. (Jens) Buurgaard Nielsen
Emissions of pipeline transport compared with those of competing modes;
Environmental analysis of ethylene and propylene transport within the EU
Delft : CE Delft, 2003

CE Delft, 2012

A. de Buck, M.R. Afman, M. van Lieshout, H.J. Croezen
Hoogwaardig gebruik van reststromen propaan in de Nederlandse chemische industrie : een verkenning binnen de Routekaart Chemie
Delft : CE Delft, 2012

Ecoinvent, ongoing

Ecoinvent LCI database v. 2.3 (current version)

S.l. : Ecoinvent Swiss Centre for Lifecycle Inventories

Emissierechten, 2013

<http://www.emissierechten.nl/marktanalyse.htm>

Havenbedrijf Rotterdam, 2013

Havenvisie 2030

Rotterdam : Port of Rotterdam, 2013

<http://www.portofrotterdam.com/nl/Over-de-haven/haven-rotterdam/havenvisie2030/Documents/Havenvisie2030/index.html>

Moulijn et.al., 2005

J. Moulijn, M. Makkee, A. van Diepen
Chemical Process Technology
Chichester : Wiley & Sons Ltd., 2005

Ren et.al., 2006

T. Ren, M. Patel, K. Blok

Olefins from conventional and heavy feedstocks : Energy use in steam cracking and alternative processes

In: Energy vol. 31 (2006); p. 425-451

Shah, 2008

K. Shah

Hydrocarbon processing, 2008

SimaPro v 7.3.3., ongoing

Pré Consultants

LCA software

Amersfoort ; Washington DC : Pré Consultants



Yang and Bothamley, 2007 (veranderd)

C.C. Yang and Geoffrey Bothamley

Maximising the value of surplus ethane and cost-effective design to handle rich LNG

Foster Wheeler technical paper presented LNG15, May 2007



Bijlage A Geïnterviewde personen

Dow Chemical, Terneuzen

- Henk Pelt, senior global technology manager
- Jan Tange, Improvement Leader LHC
- Kees Biesheuvel, Energy & Alternative Feedstocks

Neste Oil Netherlands, Rotterdam

- Bart Leenders, managing director

Shell Downstream Services, Rotterdam/Moerdijk

- Connie Paasse, Manufacturing Strategy Advisor (MSA) Base Chemicals Europe
- Richard Zwinkels, Operations and Maintenance Manager

Vopak LNG Holding/Gate LNG terminal, Rotterdam

- Ernest Groensmit, business development manager

